

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM POLÍTICAS PÚBLICAS,
ESTRATÉGIAS E DESENVOLVIMENTO

ANA THEREZA CARVALHO COSTA

DETERMINANTES DA MATRIZ ELÉTRICA NACIONAL: uma análise do planejamento
do setor e a contratação via leilões

RIO DE JANEIRO

2017

ANA THEREZA CARVALHO COSTA

DETERMINANTES DA MATRIZ ELÉTRICA NACIONAL: uma análise do planejamento
do setor e a contratação via leilões

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento.

Orientador: Professor Nivalde José de Castro

RIO DE JANEIRO

2017

FICHA CATALOGRÁFICA

C837 Costa, Ana Thereza Carvalho.

Determinantes da matriz elétrica nacional: uma análise do planejamento do setor e a contratação via leilões / Ana Thereza Carvalho Costa. – 2017.

92 p. ; 31 cm.

Orientador: Nivalde José de Castro.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Economia, Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento, 2017.

Bibliografia: f. 88 – 92.

1. Setor elétrico brasileiro. 2. Planejamento estratégico. 3. Mercado de energia. I. Castro, Nivalde José de, orient. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Instituto de Economia. III. Título.

CDD 333.79

ANA THEREZA CARVALHO COSTA

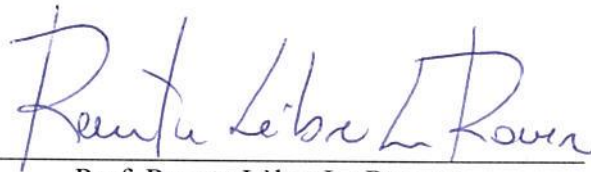
DETERMINANTES DA MATRIZ ELÉTRICA NACIONAL: uma análise do
planejamento do setor e a contratação via leilões

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-
Graduação em Políticas Públicas, Estratégias
e Desenvolvimento do Instituto de Economia
da Universidade Federal do Rio de Janeiro,
como requisito parcial à obtenção do título de
Mestre em Políticas Públicas, Estratégias e
Desenvolvimento.

Aprovada em 22 de Setembro de 2017.



Prof. Nivalde José de Castro



Prof. Renata Lèbre La Rovere



Prof. Thereza Cristina Nogueira de Aquino

AGRADECIMENTOS

O processo de conclusão de um mestrado requer a superação de dificuldades que até então desconhecia. O que aparenta ser um trabalho solitário tem por trás a colaboração, seja ela intelectual ou emocional, de diversas pessoas, que merecem meu profundo agradecimento.

Em primeiro lugar, agradeço aos meus pais, José Ronaldo e Angela, que apesar de não ter conseguido acompanhar essa jornada até o fim presencialmente, tenho certeza que se certa forma sabe da minha conquista. Aos dois devo as bases da minha formação pessoal e intelectual, sem a qual não alcançaria essa etapa.

Ao professor Nivalde de Castro, que mais uma vez aceitou me guiar no mundo do planejamento energético. Agradeço aos demais professores do PPED por todos os ensinamentos ao longo dessa jornada.

A realização de um mestrado em concomitância com trabalho em tempo integral não é fácil. Por isso devo um agradecimento especial à equipe da FIRJAN, sem a qual não seria possível a conclusão deste curso. Em especial, agradeço a Tatiana Lauria pela inspiração profissional e amizade e Guilherme Mercês, que mesmo sem entender nada de energia, me ensinou uma nova forma de pensar o setor elétrico. Leonardo e Isaque, agradeço pelos momentos de descontração mesmo em situações adversas.

Por fim, meu maior agradecimento vai ao meu companheiro de todas as horas, Felipe. Obrigada por tudo; por todo seu amor, companheirismo, inspiração e amizade. Sem você nada disso seria possível.

RESUMO

COSTA, A. T. C. **Determinantes da matriz elétrica nacional: uma análise do planejamento do setor e a contratação via leilões.** 2017. Dissertação (Mestrado em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento) – Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017.

A partir do ano de 2003, passou a vigorar um novo modelo para o setor elétrico brasileiro, com base em três pilares: garantia da expansão da capacidade instalada, modicidade tarifária e universalização do acesso à eletricidade. Para atingir estes objetivos, houve a retomada do planejamento centralizado e a contratação de energia passou a se dar via leilões. Ocorre que o planejamento não é determinativo para todas as fontes. Em suma, é por meio dos leilões de energia nova que o governo coordena e orienta a expansão do parque gerador e são suas fontes vencedoras que irão compor a matriz elétrica futura. Assim, essa pesquisa busca analisar se estes estão levando a construção de uma matriz estratégica, *vis à vis* o indicado pelo planejamento do setor. Para isso, foram consolidados todos os resultados de leilões de energia nova ocorridos entre 2005 e 2016, bem como os acréscimos programados pelo Plano Decenal de Expansão de Energia no mesmo período. Essencialmente, procura-se responder se, através do planejamento indicado e dos leilões realizados, está sendo construída uma matriz elétrica eficiente.

Palavras-chave: Setor elétrico brasileiro; mercado de energia; planejamento energético; leilões de energia.

ABSTRACT

COSTA, A. T. C. **Determinantes da matriz elétrica nacional: uma análise do planejamento do setor e a contratação via leilões.** 2017. Dissertação (Mestrado em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento) – Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017.

In 2004 came into force a new model for the Brazilian electricity sector based on three pillars: expansion of the installed capacity, reasonable tariffs and universalization of the access to electricity. In order to achieve these goals, centralized planning was resumed and the procurement of new installed capacity started to occur through energy auctions. However, the planning is not determinative for all energy sources. In short, it is through the new energy auctions that the government coordinates and guides the expansion of the generating park and its winning sources will compose the future electric mix. Thus, this research seeks to analyze whether these auctions are leading to the construction of a strategic mix, *vis-à-vis* what is indicated by the sector planning. In order to do this, the results of new energy auctions between 2005 and 2016, as well as the increases programmed by the *Plano Decenal de Expansão de Energia* were consolidated. Essentially, this study seeks to answer if, through the indicative planning and the auctions, we are in fact moving towards a an efficient electricity mix for the sector.

KEYWORDS: Brazilian Electricity Sector, electricity market; energy planning; energy auctions.

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 – Capacidade de Geração do Brasil (MW)

Tabela 2.1 – Composição percentual da capacidade instalada nacional por categoria de propriedades e empresas autoprodutoras (1955-1964)

Tabela 4.1 – Resultado consolidado dos leilões ocorridos entre 2005 e 2016

Tabela 4.2 – Contratação total de fontes termelétricas (2005-2016)

Tabela 4.3 – Contratação total segmentada em dois períodos (em MW e %)

Tabela 4.4 – Resultado dos leilões ocorridos entre 2005 e 2016 previsto por início de suprimento (MW)

Tabela 4.5 – Resultado dos leilões ocorridos entre 2005 e 2016 por ano de início de suprimento, renovável x não renovável (MW)

Tabela 4.6 – Aumento da capacidade instalada planejada pelo PDE de 2008 a 2024

Tabela 4.7 – Proporção entre contratado nos leilões de energia e planejado pelos PDEs de 2008 a 2024 (%)

LISTA DE QUADROS

Quadro 2.1 – Consolidação das principais características do SEB (1879 – 2002)

Quadro 3.1 – Critérios para enquadramento como Consumidor Livre ou Especial

LISTA DE FIGURAS

Figura 3.1 – Mercados de contratação de energia elétrica

Figura 3.2 – Governança dos leilões de contratação de energia elétrica

Figura 3.3 – Tipos de leilões de contratação de energia elétrica.

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1.1 – Participação na geração total por fonte 2001-2016 (%)

Gráfico 4.1 – Resultado dos leilões por fonte 2005-2015 (%)

Gráfico 4.2 – Contratação por fonte segmentada em dois períodos (MW)

Gráfico 4.3 – Potência a ser agregada ao sistema por ano de início de suprimento (MW)

Gráfico 4.4 – Proporção entre contratado nos leilões de energia e planejado pelos PDEs para renováveis (%)

Gráfico 4.5 – Proporção entre contratado nos leilões de energia e planejado pelos PDEs para não renováveis (%)

Gráfico 4.6 – Proporção entre contratado nos leilões de energia e planejado pelos PDEs total (%)

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL – Ambiente de Contratação Livre

ACR – Ambiente de Contratação Regulada

AMFORP – American & Foreign Power Company

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

CCEAR – Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CCPE – Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico

CCVEE – Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica

CEEE – Comissão Estadual de Energia Elétrica

CEMIG – Centrais Elétricas de Minas Gerais S.A.

CGH – Central Geradora Hidrelétrica

CHESF – Companhia Hidrelétrica do São Francisco

CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética

CVU – Custo Variável Unitário

ELETROBRAS – Centrais Elétricas Brasileiras S.A.

EOL – Usina Eólica

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

GCOI – Grupo Coordenador para Operação Interligada

GCPS – Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos

IUEE – Imposto Único sobre a Energia Elétrica

LIGHT – Light & Power

MAE – Mercado Atacadista de Energia

MME – Ministério de Minas e Energia

MW – Megawatt

MWh – Megawatt-hora

ONS – Operador Nacional do Sistema

PCH – Pequena Central Hidrelétrica

PDE – Plano Decenal de Expansão de Energia

PLANO 2010 – Plano Nacional de Energia Elétrica 1987-2010

PLANO 92 – Plano Nacional de Atendimento aos Requisitos de Energia Elétrica até 1992

PLANO 95 – Plano Nacional de Atendimento aos Requisitos de Energia Elétrica até 1995

PLD – Preço de Liquidação das Diferenças

PND – Plano Nacional de Desestatização

PNE – Plano Nacional de Energia

PRS – Plano de Recuperação Setorial

RE-SEB – Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

SEB – Setor Elétrico Brasileiro

SIN – Sistema Interligado Nacional

TUSD – Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição

UFV – Usina Fotovoltaica

UHE – Usina hidrelétrica

UTE – Usina Termelétrica

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	16
2. ANTECEDENTES DO PLANEJAMENTO NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	20
2.1. Introdução	20
2.2. Os primórdios do setor elétrico brasileiro: do final do século XIX ao início da década de 1930 21	
2.3. Maior presença do Estado e o início da regulamentação do setor: 1930 - 1945	22
2.4. Estado indutor com atuação direta na indústria elétrica: 1945 – 1964.....	24
2.5. O regime militar e a consolidação do modelo estatal: 1964 - 1985	27
2.6. Crise institucional e o período de transição: 1985 - 1992	30
2.7. Reforma liberal e privatizações: 1993 – 2002.....	32
2.8. Conclusão.....	36
3. O NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO (A PARTIR DE 2003)	39
3.1. Introdução	39
3.2. Agentes institucionais	41
3.2.1. Agentes institucionais criados antes de 2003.....	41
3.2.1.1. Ministério de Minas e Energia	41
3.2.1.2. Conselho Nacional de Política Energética	42
3.2.1.3. Agência Nacional de Energia Elétrica.....	43
3.2.1.4. Operador Nacional do Sistema.....	44
3.2.2. Agentes institucionais criados após 2003.....	44
3.2.2.1. Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico	45
3.2.2.2. Empresa de Pesquisa Energética	45
3.2.2.3. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica	46
3.3. Mercados de energia elétrica.....	47
3.3.1. Mercado de Contratação Livre	48
3.3.2. Mercado de Contratação Regulada.....	49
3.4. Leilões de contratação de energia elétrica.....	51
3.4.1. Tipos de leilão	54
3.5. A retomada do planejamento no novo modelo do setor elétrico brasileiro	
3.6. Conclusão.....	59
4. ANÁLISE DA CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E O PLANEJAMENTO DO SETOR (2005-2016)	61

4.1.	Introdução	61
4.2.	Análise do resultado dos leilões de contratação de energia elétrica (2005-2016).....	62
4.3.	Análise comparativa entre as proposições do Plano Decenal de Expansão de Energia e os resultados dos leilões.....	75
4.4.	Considerações acerca do resultado dos leilões e o planejamento do setor elétrico brasileiro 81	
4.5.	Conclusão.....	83
5.	CONSIDERAÇÕES FINAIS	86
	REFERÊNCIAS.....	88

1. INTRODUÇÃO

A energia elétrica é bem essencial a todas as esferas socioeconômicas, sem a qual se faz impensável o cotidiano moderno. Seja para a iluminação de ambientes ou enquanto energético para o funcionamento de máquinas e equipamentos, fica claro que a eletricidade está presente em todos os aspectos do mundo contemporâneo.

Nestes termos, a capacidade de um país em prover logística e energia para o desenvolvimento de sua produção, com segurança e em condições competitivas e ambientalmente sustentáveis, é um dos fundamentos para sua sustentabilidade econômica, ressalta Tolmasquim (2012). O suprimento pleno desse insumo a todos os cidadãos é fator necessário ao bem-estar social e ao desenvolvimento econômico do país, devendo esse se dar com segurança, qualidade e a preços módicos.

A indústria de eletricidade no país surgiu ao final do século XIX, concomitantemente ao seu amadurecimento no resto do mundo. Ao longo dos anos, o setor elétrico brasileiro (SEB) sofreu grandes alterações em seu marco regulatório, tendo passado tanto por períodos de grande intervenção estatal quanto de liberalização plena. Assim, no que diz respeito à propriedade dos ativos, houve grande alternância desde seus primórdios até os momentos recentes (DIAS LEITE, 2014). Estas variações afetaram o setor como um todo, culminando no modelo híbrido atual, vigente desde 2003. Para o pleno funcionamento do novo modelo, novos agentes institucionais foram criados. Todavia, mantiveram-se entidades estabelecidas previamente, tendo algumas suas funções ajustadas.

Em relação às principais características da energia elétrica enquanto bem, deve-se destacar que esta não é diretamente estocável em grandes quantidades, implicando na necessidade de que sua geração e consumo se deem simultaneamente de forma a haver um equilíbrio instantâneo (PINTO *et al.*, 2007). Além disso, os investimentos no setor elétrico são de capital intensivo, com longo prazo de maturação (SIFFERT *et al.*, 2009). A combinação destas características técnicas e econômicas imprime ao setor a necessidade de planejamento de médio e longo prazo, tornando-se uma atividade crucial e estratégica para o SEB, e exigindo profundo entendimento de seu funcionamento, mecanismos e possíveis ajustes para garantir o equilíbrio dinâmico entre oferta e demanda.

No que tange à composição de sua matriz elétrica, segundo dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o SEB é predominantemente hidrelétrico com crescente

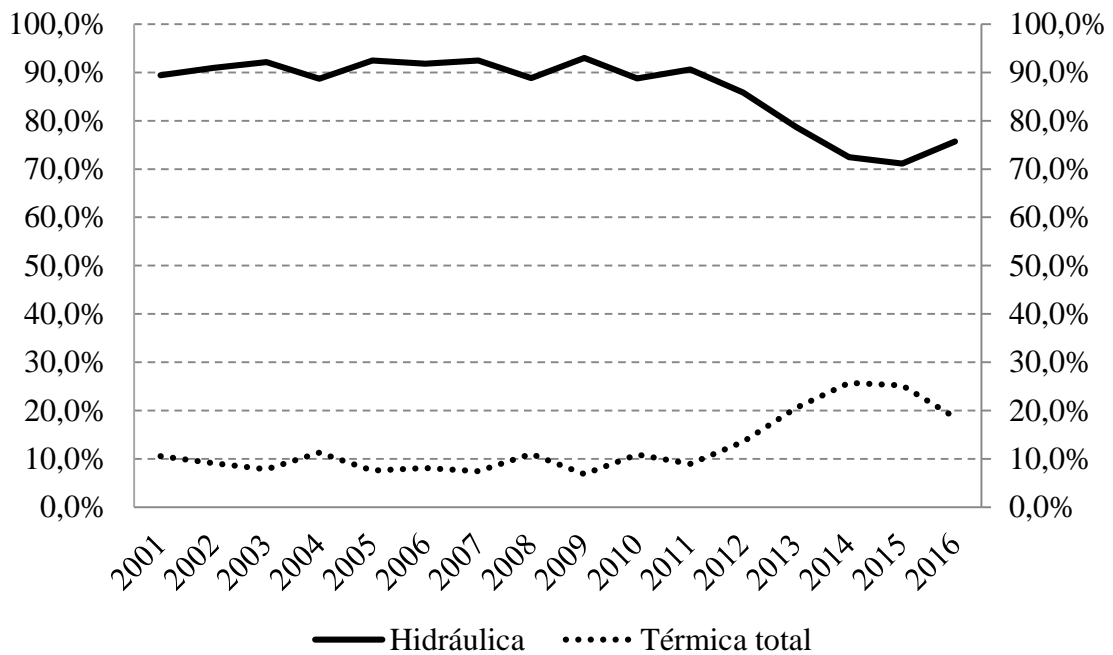
participação de termelétricas, conforme tabela 1.1. Ademais, como observado no gráfico 1.1, a geração a partir da fonte térmica vem aumentando sua participação no total, enquanto a proveniente de hidrelétricas decresceu, em média, nos últimos anos.

Tabela 1.1 – Capacidade de Geração do Brasil (MW)

Fonte	Potência (MW)	Participação
Hidráulica ¹	99.370,07	64,7%
Termelétrica ²	43.034,01	28,0%
Eólica	10.943,24	7,1%
Solar	172,23	0,1%
Total	153.519,56	100,0%

Fonte: Banco de Informações de Geração (ANEEL)³.

Gráfico 1.1 – Participação na geração total por fonte 2001-2016 (%)



Fonte: Histórico da Operação (ONS)⁴.

¹ Inclui UHE, PCH e CGH.

² Inclui termelétrica convencional e termonuclear.

³ Dados referentes ao dia 28 de julho de 2017.

⁴ Dados referentes ao dia 29 de outubro de 2017.

Tal ponto é de suma importância, uma vez que as usinas hidrelétricas são extremamente dependentes da afluência dos rios, o que implica na falta de controle absoluto sobre as condições de geração desse tipo de planta. Ademais, mostra-se crescente a inserção de fontes intermitentes, como eólica e solar, que trazem ainda mais complexidade ao sistema. Assim, é possível afirmar que a composição da matriz elétrica nacional intensifica a necessidade por coordenação e planejamento, ainda mais por se tratar de uma área estratégica para o desenvolvimento econômico.

Nestes termos, coloca-se a importância do conceito de construção de uma matriz elétrica estratégica. Como descrito por Castro *et al.*(2011), as transformações estruturais pelas quais a matriz elétrica vem passando implicam na necessidade de uma definição *ex ante* de quais fontes devem ser priorizadas, devendo essa ser uma das prioridades do planejamento setorial. A composição da matriz deve, com isso, ser estrategicamente definida de acordo com as características técnicas e econômicas de cada fonte a ser contratada. Com isso, incorrer-se-ia na implantação dinâmica de uma matriz estratégica.

Em relação ao planejamento em questão, assim como a propriedade dos ativos, este também sofreu variações durante os ciclos regulatórios. Sua ausência afetou o setor em algumas ocasiões, e, aliada à insuficiência de investimentos em novas usinas, culminou na crise de abastecimento nos anos 2001 e 2002. Atualmente, o planejamento centralizado do país é realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Ocorre, todavia, que este é apenas indicativo⁵, isto é, não há uma determinação final de quais fontes deverão compor a matriz nos anos subsequentes, apenas uma indicação de diretrizes.

Aliado a isso, a contratação de capacidade de geração futura no modelo vigente é dada através de leilões reversos, por meio dos quais ocorre a compra de energia para suprimento da demanda esperada das concessionárias de distribuição. A principal variável de determinação dos vencedores destes leilões é o preço, sendo a maioria dos certames genérica, ou seja, não há determinação quanto a fontes ou local de instalação das novas usinas que fornecerão energia ao SEB.

Assim, nota-se que os leilões são o principal mecanismo de execução do planejamento e determinam a composição futura da matriz elétrica nacional. Com isso, busca-se observar se os

⁵ Em contraste com um planejamento determinativo, no qual as fontes são diretamente estabelecidas previamente.

leilões de contratação de energia nova estão levando à construção de uma matriz elétrica estratégica *vis à vis* o indicado pelo planejamento do setor.

De modo a alcançar tal objetivo, esta dissertação encontra-se dividida em três capítulos. O primeiro aborda os antecedentes da indústria de eletricidade no Brasil, tendo foco principal na evolução do planejamento setorial, sendo subdividido em seis períodos temporais. O segundo capítulo apresenta as características centrais do novo modelo implantado entre os anos de 2003 e 2004. Quanto a isso, destaca-se que a seção em questão aborda a situação vigente, a despeito das propostas de alteração indicadas pelo Ministério de Minas e Energia em nota técnica⁶ divulgada no mês de julho de 2017. Por fim, o terceiro e último capítulo analisa os resultados da contratação de energia elétrica e do planejamento do setor entre os anos de 2005, quando foi realizado o primeiro leilão, e 2016.

⁶ Nota técnica nº 5/2017.

2. ANTECEDENTES DO PLANEJAMENTO NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

2.1. Introdução

A essencialidade da energia elétrica em todos os segmentos da sociedade é notória e crescente. Dadas as características técnicas e econômicas na produção deste insumo, o setor tem a necessidade de planejamento de médio e longo prazo. Em vista disso, torna-se fundamental uma investigação acerca do papel do planejamento ao longo da história do setor elétrico brasileiro, desde os primórdios de sua concepção até os períodos mais atuais, a ser explorado no primeiro capítulo deste trabalho.

A indústria de eletricidade no Brasil surgiu ao final do século XIX, seguindo o padrão internacional. Seu desenvolvimento foi influenciado pelas dimensões continentais do país, bem como pelo potencial hidrelétrico existente.

Um ponto de grande relevância na análise histórica do SEB diz respeito à alternância na propriedade dos ativos em função das alterações estruturais dos padrões de financiamento. O marco regulatório sofreu diversas transformações, em especial referente à participação do Estado, havendo alternância entre ciclos de predominância do capital público e privado, fosse ele nacional ou estrangeiro (DIAS LEITE, 2014).

No que tange ao planejamento, a responsabilidade por sua concepção também sofreu evoluções em função de sua própria dinâmica de expansão e complexidade. Até a década de 1930, o setor era dominado por empresas estrangeiras verticalizadas, não havendo necessidade de visão integrada de planejamento, dadas as dimensões iniciais do mercado de energia elétrica. No momento seguinte, marcado pelo primeiro governo Vargas, ocorreu uma firme intervenção Estatal que modificou gradativamente o SEB, determinando parâmetros para a regulação setorial. No período entre os anos de 1945 e 1964 o Estado assumiu a função indutora, com a criação de diversas empresas públicas e a elaboração do primeiro planejamento setorial integrado. O regime militar, por sua vez, trouxe a consolidação do modelo estatal, com um papel decisivo da Eletrobras atuando, de fato, como agência de planejamento e financiamento. Entre 1985 e 1992 houve um período de transição institucional, no qual foram elaborados planos para o setor, além da primeira edição do Plano Decenal de Expansão⁷. Por fim, entre 1993 e 2002 ocorreu a reforma liberal, vigorando uma carência de investimentos em expansão

⁷ A primeira edição foi referente ao período 1990-1999.

da capacidade instalada que culminou na crise de abastecimento e racionamento em 2001. Esta foi derivada diretamente da ausência do planejamento, que foi deixado sob a responsabilidade dos agentes privados.

O capítulo em questão examinará os principais marcos do SEB em cada período, com foco no papel dinâmico do planejamento. Assim, está estruturado em oito seções, referentes aos cortes temporais supramencionados, bem como esta introdução e uma breve conclusão ao final. Pretende-se demonstrar a imprescindibilidade da atividade planejadora para um setor com as características do SEB, bem como explicitar os acontecimentos que levaram ao modelo corrente hoje em dia. Destaca-se que o modelo vigente a partir de 2003 será objeto de análise específica no segundo capítulo.

2.2. Os primórdios do setor elétrico brasileiro: do final do século XIX ao início da década de 1930

O histórico do SEB teve início ao final do século XIX, com o estabelecimento da produção de energia elétrica se dando simultaneamente ao uso da eletricidade na Europa e nos Estados Unidos da América. Como observado por Dias Leite (2014), entre 1879 e 1890 ocorreram os marcos iniciais da geração, com a implementação de uma usina térmica em Campos dos Goytacazes, no estado do Rio de Janeiro, e da usina de Marmelos, em Juiz de Fora, Minas Gerais. A princípio, sua utilização se limitou a alguns serviços públicos e à atividade fabril, bem como a localização em espaços urbanos.

Apesar da estrutura produtiva inicial do setor estar assentada em pequenas empresas nacionais, sendo muitas de controle municipal, no começo do século XX é dado início à entrada das primeiras companhias estrangeiras de eletricidade. Em 1899 chega ao país o grupo canadense *Light & Power* (Light), que se instala na cidade de São Paulo. No ano de 1905, o grupo Light expande seu domínio para o Rio de Janeiro, marcando, assim, sua atuação nos dois principais mercados e centros urbanos brasileiros. Para os padrões da época, a Light possuía significativos empreendimentos, tendo construído hidrelétricas em ambos os estados, como se pode constatar no estudo de Castro (1985).

Na década de 1920, o grupo *American & Foreign Power Company* (Amforp), de capital norte-americano, começa a atuar no Brasil. É importante destacar que se configurou uma natural e previsível divisão de mercado entre os dois grupos, em função da dimensão continental do SEB. A Light concentrou seus investimentos no eixo Rio de Janeiro – São Paulo e a Amforp se

concentrou no interior do estado de São Paulo e outras cidades importantes, como Porto Alegre, Recife, Natal, Vitória, etc., adquirindo concessões privadas e municipais pertencentes a empresas de menor porte. Como afirmam Gomes e Vieira (2009), a partir da década de 1920, os dois grupos estrangeiros monopolizaram o SEB, exercendo influência total no mesmo. Deve-se salientar o fato de que as empresas eram verticalizadas, com contratos de concessão definidos pelos governos municipais e estaduais, não havendo, dessa forma, um padrão regulatório ao nível federal.

Ressalta-se que, em paralelo, foram criadas diversas concessionárias privadas nacionais e municipais com atuação em cidades interioranas. A capacidade instalada nacional foi sendo incrementada, propiciando o aumento do consumo desse insumo em diversas regiões.

No que tange à posição do Estado quanto ao contexto elétrico do país, este se manteve com viés mais liberal. Sua atuação era limitada pela pulverização do poder concedente em diversos municípios (GOMES E VIEIRA, 2009). Com o domínio do capital internacional, os governos federal e estaduais acompanharam a expansão do SEB, sempre mantendo uma postura não intervencionista (SOUZA, 2002). Dessa forma, salienta Dias Leite (2014), a regulamentação dos serviços ficava, na prática, subordinada aos interesses das concessionárias, especialmente as estrangeiras. Ademais, de acordo com Souza (2002), a excessiva descentralização política do país, viabilizada pela Constituição de 1891, e a desigualdade de desenvolvimento entre estados influíram nessa situação, sem evolução das instituições e do marco regulatório do setor.

Pode-se destacar que o cenário vigente no período era de ausência de intervenção por parte da União e expansão sem planejamento, havendo descompasso entre oferta e demanda por energia. Predominava, no SEB, uma falta de coordenação e forte regionalização do mesmo, sem interligação entre as regiões, em grande medida pela dimensão econômica e territorial do Brasil.

Conclui-se que, nos primórdios da implantação da indústria de eletricidade no Brasil não havia uma visão de planejamento integrada. Os contratos de concessão eram firmados diretamente com estados e municípios, sendo as decisões tomadas de acordo com as características de cada empreendimento e de cada empresa, implicando na inexistência de uma política de expansão setorial (MERCEDES, RICO E POZZO, 2015).

2.3. Maior presença do Estado e o início da regulamentação do setor: 1930 - 1945

Com o advento da Revolução de 1930, o período marcado pelo primeiro governo de Getúlio Vargas trouxe uma maior atuação por parte do Estado, com reformas institucionais de cunho

nacionalista. Houve transição de uma postura liberal para a presença mais intervencionista. Com objetivo de ampliar a infraestrutura para o desenvolvimento, as mudanças implementadas também afetaram o setor elétrico.

A expansão do parque industrial do país, por meio do modelo de substituição de importações, implicou na necessidade de aumento da capacidade de geração elétrica. Em função da ausência de políticas setoriais no período anterior, coube ao Estado a função de lidar com esta necessidade e organizar o setor, cada vez mais complexo e intensivo em capital em razão do crescimento da demanda de uma economia cada vez mais industrial.

Dentre as principais alterações ocorridas, deve-se enfatizar a promulgação do Código de Águas⁸, em 1934, considerado o primeiro marco regulatório para energia elétrica no Brasil. Em síntese, o Código decretou que caberia à União o poder de concessão dos recursos hidráulicos, impondo uma separação entre propriedade do solo e das águas. Haveria também fiscalização técnica, financeira e contábil das concessionárias, como observado no artigo 178:

“Art. 178. No desempenho das atribuições que lhe são conferidas, a Divisão de Águas do Departamento Nacional da Produção Mineral fiscalizará a produção, a transmissão, a transformação e a distribuição de energia hidrelétrica, com o tríplice objetivo de:

- a) assegurar serviço adequado;
- b) fixar tarifas razoáveis;
- c) garantir a estabilidade financeira das empresas.

Parágrafo único. Para a realização de tais fins, exercerá a fiscalização da contabilidade das empresas.
” (Código de Águas, 1934)

Por outro lado, a legislação indicava que as tarifas seriam fixadas sob a forma do “serviço pelo custo” e as condições que determinariam o patamar de serviço adequado também seriam definidas pela União. O Código de Águas possui caráter centralizador, reforçando o papel intervencionista do Estado no período. É preciso evidenciar, contudo, que o Código não abrangia as usinas termelétricas, apenas hidrelétricas.

Com a Constituição do Estado Novo (1937), a União passou a assumir funções ainda mais desenvolvimentistas e foi neste período em que se iniciou sua atuação mais institucionalizada na indústria elétrica, através da fundação de empresas estatais regionais (SOUZA, 2002). Conquanto, apesar da expansão que se observava no mercado interno, nem o capital estatal nem o privado realizavam investimentos necessários ao atendimento da demanda por eletricidade no

⁸ Decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1934.

país (GOMES E VIEIRA, 2009). Assim, o ritmo de evolução da capacidade instalada reduziu-se drasticamente, afetando o abastecimento.

De modo a não comprometer o crescimento nacional em função da falta de investimentos por parte das principais empresas de energia elétrica, o Estado assumiu gradativamente a responsabilidade pelo desenvolvimento do SEB. Como destacam Mercedes, Rico e Pozzo (2015), a intervenção estatal se fez necessária como forma de mitigar a falta de investimentos e os governos estaduais passaram a investir diretamente no setor de modo a superar a insuficiência de oferta.

Evidencia-se, dessa forma, que não havia um direcionamento definido em relação ao planejamento do setor. A insuficiência de investimentos em empreendimentos para aumentar a capacidade instalada é indício da ausência de um plano de expansão estabelecido institucionalmente.

2.4. Estado indutor com atuação direta na indústria elétrica: 1945 – 1964

O período que se estende do final da Segunda Guerra Mundial até o início dos anos 1960 marca uma profunda transformação na indústria de energia elétrica no Brasil, tanto do ponto de vista da base produtiva, quanto da estrutura da propriedade (CASTRO, 1985). Há uma transição de uma indústria com alto grau de concentração nas mãos do capital estrangeiro para a propriedade pública. Houve uma clara tendência à intervenção do Estado na formulação e execução da política de energia elétrica do país, como ressalta Souza (2002).

No Brasil, os anos pós-guerra foram marcados por forte urbanização, levando à ampliação do mercado consumidor, tanto domiciliar quanto de iluminação pública. O maior desenvolvimento do segmento industrial também contribuiu para o incremento da demanda por eletricidade, que ultrapassou sua oferta, levando a adoção de uma política de racionamento nas principais capitais brasileiras.

Como salienta Dias Leite (2014), uma forte contradição pairava no setor: por um lado, a escassez elétrica implicava na necessidade de rápida expansão da capacidade instalada. Por outro, havia dificuldade de assegurar o financiamento da expansão. Com isso, a geração crescia, mas em ritmo inferior ao da demanda potencial, tornando imprescindíveis novos investimentos em geração elétrica.

Nesse sentido, a participação do Estado na indústria de energia elétrica se estabeleceu com a implantação de empresas estatais no segmento de geração, com intuito de aumentar a oferta de energia elétrica e desconcentrar o setor (MALAGUTI, 2009). A título de exemplificação, cita-se a criação, em 1943, da Comissão Estadual de Energia Elétrica (CEEE)⁹, no Rio Grande do Sul, com objetivo de realizar estudos e ações acerca do aproveitamento energético local. Já em 1945 foi instituída a primeira empresa de eletricidade do governo federal, a Companhia Hidrelétrica do São Francisco (CHESF)¹⁰, para atender à demanda da região Nordeste, crítica em oferta de energia. Da mesma forma, em 1952 foi estabelecida a Centrais Elétricas de Minas Gerais S.A. (CEMIG), como forma de promover o desenvolvimento industrial mineiro. Em 1952 também foi instituído o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDE), que teve papel importante no financiamento do SEB. Foram criadas ainda empresas a nível municipal.

Ainda no período Vargas, foi enviado ao Congresso a primeira atuação concreta de política de planejamento setorial do Brasil. Trata-se do Plano Nacional de Eletrificação, que estabelecia um planejamento nacional, ao qual deveriam se adaptar os programas estaduais. De acordo com o Plano, às empresas públicas coube a responsabilidade pela expansão da capacidade instalada, enquanto os serviços de distribuição ficaram a cargo das concessionárias privadas (nacionais ou estrangeiras). O Plano, no entanto, deixou sem solução a questão do equilíbrio econômico das empresas existentes e o governo Vargas chegou ao fim em 1954 ainda sem solução para grandes problemas do SEB.

Os racionamentos de eletricidade em diversas cidades se mantiveram no governo de Juscelino Kubistchek. Seu objetivo, marcado pela elaboração do Plano de Metas, firmou-se na busca da redução dos gargalos de infraestrutura em prol do estímulo ao desenvolvimento econômico, implicando na continuidade dos investimentos no setor. Assim sendo, a eletrificação era primordial para apoiar o processo de industrialização. A questão do planejamento ganhou maior consistência, sendo fortalecida a concepção da necessidade de visão de longo prazo.

Em vista disso, em 1957, foi criada a Central Hidrelétrica de Furnas, de modo a buscar uma solução para a crise energética da região sudeste, nos moldes do realizado no nordeste com a criação da CHESF. Ainda no mesmo ano, foi aprovada uma nova regulamentação para o setor, através do decreto nº 41.019, objetivando preencher lacunas e atualizar mecanismos do Código

⁹ Decreto-Lei Estadual nº 328, de 1 de Fevereiro de 1943.

¹⁰ Decreto-Lei nº 8.031, de 3 de outubro de 1945.

de Águas. A busca pela organização do setor se manteve com a criação do Ministério de Minas e Energia (MME), para assumir a coordenação política do setor, através da Lei nº 3.782, de 1960. O estabelecimento do MME sinaliza de forma clara e objetiva a importância atribuída ao insumo eletricidade.

Em 1961, no governo de Jânio Quadros, foi finalmente autorizado o estabelecimento da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras)¹¹, cujo projeto havia sido enviado ao Congresso ainda em 1954. A ela foram incorporadas a CHESF e Furnas, além de funções referentes ao financiamento do setor, como a gestão do Fundo Federal de Eletrificação (papel antes exercido pelo BNDE). A Eletrobras passou a responder pelo planejamento e coordenação do SEB. A constituição da empresa se deu de maneira lenta, com intenção de garantir sua autossuficiência econômico-financeira e a integração física do sistema elétrico.

Ao nível do planejamento merece destaque a instituição do Consórcio Canambra¹², formado por duas firmas de consultoria canadenses (*Montreal Engineering e Crippen Engineering*) e uma americana (*Gibbs and Hill Inc.*), foi instituído em 1962. Seu objetivo era o de iniciar estudo amplo e consistente sobre o potencial hidráulico e o mercado de energia elétrica na região Sudeste. O consórcio foi responsável, de fato, pela realização do primeiro planejamento integrado de longo prazo do SEB e pelo mapeamento detalhado do potencial hidrelétrico do país. Aliado ao início das atividades da Eletrobras, tais ocorrências foram de suma relevância para o estabelecimento e consolidação de um norte para o planejamento energético no país (MERCEDES, RICO E POZZO, 2015).

Nestes termos, é possível analisar que o intervalo em questão foi marcado pela criação de entidades tanto executivas (como Furnas e Cemig), quanto coordenadoras (Eletrobras) e políticas (MME). Como destacam Mercedes, Rico e Pozzo (2015, p. 18):

“Quanto à Eletrobras, ao assumir o financiamento, a organização, o planejamento, a coordenação, a fiscalização e a operação do setor, tornou sistemática a atividade planejadora no Brasil, criando e mantendo a estrutura técnica e institucional necessária para que o país chegasse ao domínio da mesma, tanto na expansão da oferta, quanto na operação do sistema interligado.”

Conclui-se, assim, que a partir dos anos de 1930 passou a se instituir gradativamente um modelo organizacional da indústria de energia elétrica como uma coordenação política e operacional

¹¹ Através da Lei nº 3.890, de 1961.

¹² A designação Canambra deu-se em razão dos três países envolvidos: Canadá, Estados Unidos e Brasil. As empresas envolvidas foram selecionadas pelo Banco Mundial.

comandada pelo Estado e com maior interconexão. No período foram criadas as condições que levaram à organização institucional e centralização do planejamento do setor. Apesar da redução dos investimentos privados, a capacidade instalada cresceu em torno de 8,8% ao ano (a.a.) entre 1955 e 1960 e 8,3% a.a. entre 1960 e 1965.

2.5. O regime militar e a consolidação do modelo estatal: 1964 - 1985

Em meados da década de 1960, o SEB encontrava-se composto basicamente por concessionárias verticalizadas. A participação das empresas estatais na composição da capacidade instalada nacional encontrava-se em padrão crescente, conforme tabela 2.1, ressaltando a importância do papel público.

Tabela 2.1 – Composição percentual da capacidade instalada nacional por categoria de propriedades e empresas autoprodutoras (1955-1964)

Ano	Empresas de Capital Estrangeiro	Empresas de Capital Nacional		Empresas Autoprodutoras	Outras (a)	Total
		Públicas	Privadas			
1955	54,1	15,5	6,2	10,1	14,1	100
1956	56,6	16,9	5,6	8,4	12,5	100
1957	55,6	16,5	6,3	9,1	12,5	100
1958	52,5	18,4	6,1	9,2	13,8	100
1959	50,7	21,1	6,4	8,9	12,9	100
1960	52,3	20,2	6,3	9,6	11,6	100
1961	51,0	23,4	5,6	10,8	9,2	100
1962	45,6	28,6	5,0	12,4	8,4	100
1963	41,7	33,6	4,3	12,9	7,5	100
1964	38,7	39,7	3,8	12,2	5,6	100

(a) : Inclui entidades e autarquias estaduais e estimativas para autoprodutoras e empresas concessionárias que não respondem aos questionários do IBGE.

Fonte: CASTRO, 1985.

Segundo Souza (2002), o regime militar iniciado no ano de 1964 redefiniu as funções econômicas do Estado, objetivando recriar condições de financiamento necessárias à expansão econômica, estabelecendo novas bases institucionais para o desenvolvimento. Assim, em

função da disponibilidade de recursos financeiros externos, o Estado ampliou sua participação na economia.

Além do processo de estatização, grandes investimentos foram realizados em infraestrutura. As empresas públicas seriam utilizadas como instrumento estatal para acelerar o desenvolvimento econômico, sendo o SEB envolvido diretamente no processo. Como destacam Gomes e Vieira (2009, p. 308):

“O setor elétrico foi contemplado com diversas ações, como a criação da correção monetária que possibilitou a correção dos ativos das empresas bem como foi reajustado o valor da tarifa de energia elétrica, que fizeram crescer o volume de recursos financeiros disponíveis para investimento no setor. Particularmente, o caixa da Eletrobrás foi reforçado pela transferência dos recursos geridos pelo BNDE e pela administração dos montantes advindos de receitas extra-tarifárias.”

Dado esse processo, o Estado já detinha a maior parte do parque instalado em meados da década de 1960, fato ainda acrescido pela compra das empresas do grupo Amforp pela Eletrobras em 1964 (LOSEKANN, 2003). O processo de nacionalização do SEB foi consolidado em 1979 com a transferência da Light para a administração pública. Após a aquisição, o setor que era 100% privado havia poucas décadas, se consolidou como 98% estatal.

Ademais, em 1968, foi criada a Eletrosul e, em 1973, a Eletronorte, como empresas geradoras para atuar nas regiões sul e norte do país, respectivamente. A estrutura do setor foi evoluindo, com a criação de leis e regulamentos. Ainda em 1973, foi promulgada a Lei de Itaipu¹³, que determinou a criação de Itaipu Binacional, além de definir que as duas empresas supracitadas (Eletrosul e Eletronorte) seriam subsidiárias regionais da Eletrobras (assim como a CHESF). Consolidou-se, assim, o papel da Eletrobras como agência de planejamento, financiamento e holding federal no setor elétrico, atuando em todo o território nacional (GOMES e VIEIRA, 2009).

Investimentos de grande porte foram realizados pelo governo federal, tanto em geração quanto em transmissão, enquanto estados ficaram responsáveis principalmente pela distribuição. É válido ressaltar o começo das obras de construção das usinas de Itaipu e Tucuruí, bem como o início do programa nuclear brasileiro, através de parceria estabelecida com a Alemanha, além do esforço de interligação do sistema elétrico. A Eletrobras se estabeleceu como principal *player* do setor à época.

¹³ Lei nº 5.899, de 5 de julho de 1973.

Configurava-se um círculo virtuoso, uma vez que a concentração e centralização do setor exploravam as economias de escala e de escopo, produzindo consideráveis benefícios econômicos pela diminuição da incerteza e pela integração de mercados, afirma Souza (2002). A atmosfera dominante era de otimismo econômico. Esse círculo virtuoso perdurou até a década de 1980, quando se deflagrou a crise financeira internacional em função do *default* da dívida externa mexicana.

Nos anos 70, iniciaram-se os primeiros sinais de esgotamento do modelo, após as crises do petróleo ocorridas em 1973 e 1979. O país passou a enfrentar dificuldades cada vez maiores com sua balança de pagamentos, com a intensa elevação do preço do barril, bem como das taxas de juros internacionais, o que afetou o financiamento do setor. Souza (2002) evidencia que o esforço financeiro para executar os pesados e simultâneos investimentos energéticos, além dos compromissos da dívida externa, agravados pela elevação dos juros, afetaram intensamente o SEB e o país. Houve ainda a utilização das empresas públicas como instrumento de ação macroeconômica tanto pelo governo federal quanto por estaduais.

No escopo do planejamento setorial no período, pode-se afirmar que o mesmo encontrou-se centrado na Eletrobras, sendo mais definido e sistematizado, em contraste com momentos anteriores, nos quais era feito em nível das empresas. Como consequência, foram construídos os primeiros planos para a expansão do setor elétrico, uma vez que ainda perduravam as recomendações dos relatórios Canambra.

Em 1974 foi elaborado pela Eletrobras o Plano de Expansão para as Regiões Sul e Sudeste até 1990, conhecido como Plano 90. Seu objetivo era o de projetar a expansão dos sistemas interligados dessas regiões até o ano de 1990, sempre em consonância com o estabelecido pela Lei de Itaipu surprementada. Assim sendo, considerou principalmente a utilização de energia hidráulica e a possibilidade da inserção de usinas nucleares, se embasando em três cenários de projeção de níveis de demanda.

Enquanto o Plano 90 se focou nas regiões sul e sudeste, no ano de 1977 foi elaborado um planejamento para todo o Brasil com visão de integração regional, o Plano Nacional de Atendimento aos Requisitos de Energia Elétrica até 1992 (Plano 92). A finalidade deste foi de proporcionar diretrizes de ordem econômica e técnica para a Eletrobras. O Plano 92 serviu de subsídio para a construção do Plano Nacional de Atendimento aos Requisitos de Energia Elétrica até 1995 (Plano 95). O Plano 95 possuía dados mais precisos acerca do potencial

hidrelétrico brasileiro, tendo o mérito de consolidar os aspectos relevantes dos projetos em estudo e em construção no SEB.

Em novembro de 1980 foi criado o Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS), coordenado pela Eletrobras, com finalidade de prover um caráter sistemático aos planos, além de atender aos interesses das empresas estaduais. O GCPS elaborou outras edições dos planos de longo prazo e ficou incumbido do planejamento do SEB até 1995. É importante destacar que o Grupo foi o responsável pela criação do primeiro Plano Decenal de Expansão, sendo sua primeira edição referente à década de 1990. Conforme Goldenberg e Prado (2003), o modelo de planejamento a cargo do GCPS era determinativo, mas seu processo de elaboração era participativo, uma vez que as empresas do setor possuíam assento no fórum de discussões. O planejamento setorial foi aprimorado com a criação do Grupo.

No que se refere à operação do sistema, esta era coordenada pelo Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOI). O GCOI realizava estudos para o planejamento operacional para um horizonte de cinco anos, detalhados mês a mês para o primeiro ano.

Conclui-se que o período do regime militar foi marcado por grande intervenção do Estado no SEB. A institucionalização decorrente dessa política permitiu a criação de um setor de grande eficiência, induzindo o desenvolvimento de outros setores ao longo da cadeia produtiva (SOUZA, 2002). Dentre outros fatores, a mudança no cenário socioeconômico, no entanto, levou a problemas financeiros que inviabilizaram a trajetória de expansão previamente estabelecida. Sob o ponto de vista do planejamento, é possível atestar que houve evolução, tendo início a construção de planos com horizonte mais extenso e visão de longo prazo para o setor. Todavia, com o ressurgimento da economia liberal na década de 1980, o planejamento centralizado começou a ser questionado (MERCEDDES, RICO E POZZO, 2015). Além disso, Lorenzo (2002) evidencia o fato de que a partir desse momento, os interesses do poder central, representados pela Eletrobras, passam a se mostrar cada vez mais conflitantes com os das empresas estaduais.

2.6. Crise institucional e o período de transição: 1985 - 1992

O período originado no ano de 1985 foi marcado pelo processo de redemocratização e a transição entre o modelo militar intervencionista e um de cunho mais liberal. O novo governo civil eleito em 1985 se iniciou de forma tumultuada após a morte do presidente eleito, Tancredo Neves, e decorrente ascensão do vice, José Sarney. Sob o ponto de vista financeiro, a situação

era crítica, uma vez que haviam sido suspensos os empréstimos financeiros externos concedidos ao Brasil após a moratória do México, ocorrida em 1982.

No SEB, a situação também era grave, o que causava grande preocupação com seus rumos (DIAS LEITE, 2014). As empresas do setor encontravam-se extremamente endividadas e houve necessidade de paralisação ou adiamento de obras de seus empreendimentos. Com isso, em novembro de 1985 foi aprovado o Plano de Recuperação Setorial (PRS), sob supervisão da Eletrobras e implantação apoiada pelo Banco Mundial.

O PRS objetivava a capitalização das concessionárias, a elevação da remuneração do investimento e a redução do nível de endividamento. No entanto, com o Plano Cruzado de 1986, as tarifas foram congeladas, não sendo possível garantir a remuneração das empresas, bem como sua capacidade de investimento. A diminuição do valor das receitas levou à descapitalização das empresas de energia, indo no sentido oposto ao desejado.

Sob o aspecto do planejamento, o PRS recomendou a Revisão do Plano 2000 (que projetaria os requisitos do setor até o ano 2000) em 1985, um ano antes do previsto, com grande foco em questões relacionadas ao equilíbrio econômico-financeiro setorial. Na sequência, em 1986 foi revisado o Plano 2000, através da elaboração do Plano 2010 (Plano Nacional de Energia Elétrica 1987-2010).

O Plano 2010 reintroduziu as usinas nucleares que haviam sido projetadas pelo Plano 90, além de incluir na análise os recursos hídricos existentes na Amazônia. Esse plano foi o primeiro a considerar redução das incertezas no planejamento. Para a Eletrobras, dado o caráter dinâmico do setor, mais que acertar uma previsão, o planejamento de longo prazo deveria estabelecer uma referência para os agentes (MERCEDDES, RICO E POZZO, 2015). Além disso, o GCPS foi incumbido da função de elaborar os Planos Decenais de Expansão, com visão de curto prazo, cuja primeira edição foi referente ao período 1990-1999.

Um ponto extremamente relevante para o SEB foi o estabelecimento da Constituição Federal de 1988, através da qual foi consolidada a redemocratização nacional, bem como a legitimação dos governos estaduais. A Constituição retirou fontes de recursos utilizados pelo setor, como o Imposto Único sobre a Energia Elétrica (IUEE) e os empréstimos compulsórios, o que reduziu a capacidade de autofinanciamento das empresas elétricas e que acabou levando à inadimplência (GOLDENBERG E PRADO, 2003). Aliado a isso, as empresas de distribuição

estaduais começaram a adiar o pagamento de tributos federais e da energia produzida por geradoras do Estado, agravando ainda mais a crise financeira do setor.

Desta forma, pode-se assinalar que o período considerado entre meados da década de 1980 e o início da década de 1990 foi marcado por crises no setor elétrico. O marco institucional não era respeitado por estados mais fortes, beirando um colapso regulatório do setor. No que diz respeito aos investimentos, ocorreu queda significativa no período em grande medida pela redução da demanda, estando diretamente relacionada com a crise econômica.

A utilização, pelo governo, das empresas de energia elétrica como instrumento de captação de financiamentos externos para o cumprimento de metas macroeconômicas, somada à estagnação da demanda, recessão e o endividamento externo do setor comprometeu o equilíbrio do SEB (TOLMASQUIM *et al.*, 2012). Segundo CASTRO *et al.* (2010, p.9):

“No setor elétrico brasileiro, a crise financeira do Estado, que se iniciou na década de 1980, resultou na redução dos níveis de investimentos e, conseqüentemente, na paralisação das obras de usinas geradoras e na insuficiência dos sistemas de transmissão e distribuição.”

O SEB inicia, assim, a década de 1990 em uma situação econômica e financeira muito delicada e instável. O Estado não possuía condições de investir no setor e suas empresas encontravam-se significativamente endividadas, sem capacidade de dar continuidade aos planos de expansão (LORENZO, 2002). Ademais, desde o início dos anos 1990 a possibilidade de falta de energia se apresentava como uma realidade. Essas condições se agravaram durante o Governo Collor (1990-1992) e, como resultante, o governo decide pela reestruturação e privatização das empresas com a implantação do Plano Nacional de Desestatização (PND) em 1990.

O contexto internacional, influenciado por ideologias liberais vindas de países como Inglaterra e Estados Unidos, aliado a visões de importantes segmentos políticos nacionais sobre o tema, reforçavam a tendência. Em teoria, as privatizações solucionariam a incapacidade governamental de prover recursos financeiros para os investimentos necessários, bem como contornariam problemas decorrentes da interferência política na administração das empresas, salienta Souza (2002).

2.7. Reforma liberal e privatizações: 1993 – 2002

Ao longo da década de 1990, diversas medidas de caráter liberal foram implementadas no SEB. O primeiro movimento em direção a uma reforma mais contundente e pró-mercado foi feito em

1993, com a aprovação da Lei nº 8.631, que extinguiu o regime de remuneração garantida vigente desde o Código de Águas. A nova fórmula para fixação de tarifas passou a ser baseada na estrutura de custos de cada empresa e projetada para refletir suas necessidades de fluxo de caixa, ao invés de construir uma meta arbitrária para retorno sobre ativo (FERREIRA, 2000). A nova lei tinha como um de seus objetivos a reorganização do setor elétrico dentro de uma filosofia empresarial, permitindo tarifas mais realistas e aderentes aos custos efetivos (GOLDENBERG E PRADO, 2003).

Deste modo, ao final de 1993 os valores das tarifas mostravam sinais de recuperação. Também foi de suma relevância para esse processo o estabelecimento do Plano Real, em 1994, em vista da contenção do processo inflacionário vigente.

Deve-se salientar, no entanto, que as primeiras medidas para a implantação de um modelo liberal de mercado no SEB foram iniciadas ainda com a Constituição de 1988. Nesta foi definida a possibilidade de a União delegar aos agentes privados a prestação de serviços de energia elétrica. Isso poderia ser realizado através de permissões, concessões e autorizações, eliminando também restrições ao capital estrangeiro.

Nesse sentido, apesar do marco inicial da reforma ter se dado em 1993, apenas após a posse do presidente Fernando Henrique Cardoso, em 1995, se iniciou a reestruturação e privatização do setor. Neste ano foi aprovada a Lei das Concessões¹⁴, que definiu a sistemática para licitação de concessões em vários segmentos de infraestrutura, possibilitando a entrada – novamente – do capital privado nacional e estrangeiro no setor.

De forma complementar, em julho de 1995 foi estabelecida a Lei de Conversão das Concessões Elétricas¹⁵, que instituiu o livre acesso às redes de transporte e definiu a criação do consumidor livre e do produtor independente de energia. Estas novas figuras foram indispensáveis para a instalação de um ambiente competitivo, destaca Losekann (2003).

De acordo com essa lei, poderia ser enquadrado como consumidor livre aquele que possuísse carga igual ou superior a 10.000 kW e fosse atendido em tensão superior a 69 kV. Esse consumidor poderia optar por contratar seu fornecimento, no todo ou em parte, com um produtor independente de energia. Após três anos da publicação da lei, passaria a ser possível obter seu fornecimento de qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia

¹⁴ Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995.

¹⁵ Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

elétrica do sistema interligado. Por fim, decorridos cinco anos da publicação, o pré-requisito de carga cairia para 3.000 kW, mantendo o nível de tensão. Os demais consumidores seriam mantidos na condição de cativos, com tarifas reguladas.

Respaldo pelas leis supracitadas, em 1995 foi dado início ao processo de privatização do SEB. Para tanto, instaurou-se a desverticalização definitiva da cadeia produtiva das empresas do setor, separando as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. O intuito era incentivar a competição nos setores de geração e comercialização, mantendo-se regulados a distribuição e transmissão, por serem monopólios naturais da indústria (PIRES, 1999). Objetivava-se, essencialmente, evoluir de uma estrutura de monopólio estatal para um mercadoliberal à semelhança dos modelos britânicos e chilenos.

A privatização foi iniciada pela distribuição, com as empresas federais sendo as primeiras a serem vendidas. Em 1995 a Escelsa passou para a iniciativa privada, seguida pela Light, no ano de 1996. No que diz respeito à geração, o Estado manteria controle de sua parte de Itaipu e das usinas nucleares. No âmbito da transmissão, apenas novos projetos caberiam ao capital privado, sendo que as linhas já instaladas permaneceriam com a União.

Como resultado dos estímulos concedidos, até fevereiro do ano 2000, cerca de 65% do mercado de distribuição já haviam sido transferidos, via leilões, para a iniciativa privada, com participação expressiva de grupos estrangeiros (PIRES, 2000). No total, 23 empresas foram privatizadas, sendo 19 no segmento de distribuição. Na geração, o processo foi mais lento, com quatro empresas privatizadas, que totalizavam 20% da receita setorial (LOSEKANN, 2003).

Destaca-se que as diretrizes para a reforma, bem como o novo modelo para o setor foram definidas no âmbito do Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB). O projeto foi elaborado pela consultoria inglesa *Coopers & Lybrand* em parceria com especialistas brasileiros e com financiamento do Banco Mundial. Seu relatório final foi apresentado em meados de 1997 e definia a nova estrutura setorial, bem como os papéis das instituições.

Como resultado, foi criada uma nova estrutura regulatória e institucional no SEB composta por três entidades: A ANEEL, o Operador Nacional do Sistema (ONS) e o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE).

A ANEEL foi criada através da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, seguindo os princípios de autonomia e independência, como uma autarquia vinculada ao MME. Segundo a lei, sua

finalidade seria a de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal. A instituição de uma agência reguladora era de suma importância no processo, em vista do mercado mais liberalizado que se impunha.

O ONS e o MAE, por sua vez, foram formulados como entidades de direito privado através Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998. O ONS teria como objetivo promover a otimização da operação do sistema elétrico, bem como sua expansão, visando ao menor custo e ao mesmo tempo respeitando critérios de confiabilidade e regras de mercado. Já o MAE seria o ambiente de negociação de energia elétrica no atacado por meio de contratos bilaterais e de um mercado de curto prazo (*spot*).

A Lei nº 9.648 também estabeleceu o regime da livre negociação de energia entre empresas de geração e distribuição, atendendo a um período de transição de cinco anos. Neste período seriam aplicados os chamados “Contratos Iniciais”, com base nos quais geradoras deveriam vender às distribuidoras energia em quantidades e preços definidos pela ANEEL. Evidencia-se que o princípio diretor da concepção do mercado competitivo, a ser alcançado em etapas, foi a livre comercialização, entre geradores e distribuidores, mediante contratos bilaterais de longo prazo (DIAS LEITE, 2014).

Em 1999 foi estabelecido o Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico (CCPE), com objetivo de regular e estruturar a atividade de planejamento da expansão elétrica. A instituição do CCPE trouxe mudanças ao planejamento do setor, como o fato de que este deixou de ser determinativo, passando a ser apenas indicativo. Além disso, o fluxo de informações, antes compartilhado, passou a ser tratado como de importância estratégica comercial pelos agentes privatizados, e não mais disponibilizado com transparência (MERCEDES, RICO E POZZO, 2015). O grande diferencial do novo modelo foi em relação aos investimentos em expansão da capacidade produtiva, que passaram totalmente para a responsabilidade dos agentes de mercado, que atuavam em função de seus interesses próprios.

Em vista disso, é possível afirmar que com a implantação do novo modelo liberal para o setor elétrico, a formulação de políticas energéticas e de planejamento de médio e longo prazo não era objeto de atenção central. A Eletrobras perdeu a função de planejamento, deixando esta atividade fundamental e estratégica sob a lógica dos grupos privados (CASTRO *et al.*, 2012).

A ausência de investimentos em capacidade instalada e de um planejamento centralizado, somado a características econômicas do SEB, notadamente capital intensivo e com longo prazo de construção, culminaram em uma grave crise de abastecimento em 2001, gerando diversos questionamentos acerca do modelo do SEB. A crise teve como consequência a necessidade de imposição de um racionamento de 20% do consumo de energia elétrica, expondo assim as fragilidades setoriais.

De fato, desde 1997 já havia, dentre os agentes do setor, a percepção da possibilidade de um colapso. Diversas providências foram tomadas pelo governo de Fernando Henrique Cardoso objetivando o aumento da oferta de energia, como por exemplo o Programa de Geração Emergencial, em 1999 e o Programa Prioritário das Térmicas, em 2000. Contudo, não houve eficácia nas medidas, em especial dado os diversos interesses das instituições do setor e na ausência da coordenação central da Eletrobras notadamente no que tange ao planejamento e investimentos. Como evidenciado por Goldenberg e Prado (2003), o racionamento não teria ocorrido caso as obras identificadas nos planos decenais da Eletrobras tivessem sido executadas e as obras programadas não estivessem atrasadas.

Conclui-se que a reforma liberal implantada no SEB entre os anos de 1995 e 2002 mostrou-se ineficaz notadamente na questão do planejamento. Para superar a crise, o novo modelo do SEB teve como uma de suas principais alterações a retomada da coordenação e planejamento com atuação mais ativa do Estado (TOLMASQUIM, 2011).

2.8. Conclusão

O presente capítulo teve como objetivo analisar a evolução histórica do SEB, destacando os principais acontecimentos em cada um dos períodos de análise, com foco na questão do planejamento. Conclui-se que houve evolução institucional ao longo das décadas, em especial no que tange às questões regulatórias.

O planejamento, imprescindível para um país em desenvolvimento e com a dimensão territorial e demográfica como o Brasil, iniciou-se apenas no período observado entre os anos de 1945 e 1964, com o estabelecimento do Consórcio Canabira. A partir deste momento, instituiu-se uma rotina de planejamento para o setor, com a realização do primeiro plano integrado de longo prazo. O quadro 2.1 consolida os principais fatores em cada intervalo examinado quanto à propriedade dos ativos, papel do Estado e características do planejamento.

Por fim, é válido ressaltar que a crise de abastecimento e consequente racionamento de energia ocorrido no biênio 2001/2002 geraram diversos questionamentos acerca dos rumos do SEB, além de expor as fragilidades do modelo vigente entre os anos de 1993 e 2002. Dentre elas, é essencial destacar a inexistência de um planejamento centralizado. Conforme Lorenzo (2002), um dos mais sérios agravantes surgidos na execução da reforma do setor elétrico foi a total ausência de estratégias de longo prazo, que no passado foram uma das principais características do setor.

Quadro 2.1 – Consolidação das principais características do SEB (1879 – 2002)

Período	Propriedade dos ativos	Papel do Estado	Características do planejamento
1879 - 1930	Predominância de empresas privadas estrangeiras	Estado não intervencionista; regulação subordinada ao interesse das concessionárias	Não há uma visão integrada de planejamento; ausência de políticas setoriais
1930 - 1945	Predominância de empresas privadas estrangeiras	Aumento da intervenção do Estado e regulação no setor com a promulgação do Código de Águas	Não há um direcionamento definido em relação ao planejamento do setor
1945 - 1964	Transição para propriedade pública; criação de empresas estatais no setor	Estado atuando na formulação e execução da política energética nacional	Estabelecimento e consolidação de uma rotina de planejamento para o SEB; Consórcio Canabira responsável pela realização do primeiro planejamento integrado de longo prazo
1964 - 1985	Consolidação do modelo estatal durante Regime Militar; Estado compra empresas privadas	Estado intervindo diretamente no setor com grandes investimentos como Itaipu e o início do programa nuclear brasileiro	Planejamento centrado na Eletrobras; elaboração dos primeiros planos de expansão do setor com visão de longo prazo

1985 - 1992	Transição do período intervencionista para liberal; propriedade pública	Estado sem condições de investir; empresas extremamente endividadas; inadimplência generalizada	Planejamento sob responsabilidade da Eletrobras; elaboração de novos planos de expansão e criação do Plano Decenal de Expansão, com visão de curto/médio prazo
1993 - 2002	Início da privatização do setor; desverticalização definitiva da cadeia produtiva das empresas do setor	Implantação de medidas pró-mercado; criação da ANEEL, MAE e ONS	Planejamento passa a ser indicativo e deixado sob a lógica dos grupos privados; decisão pelo investimento em obras de expansão migra para as mãos dos agentes de mercado

Fonte: Elaboração própria.

Com isso, em 2001 foi criado o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, tendo como função principal a elaboração de propostas para corrigir disfunções correntes e aperfeiçoamento do modelo, que não se apresentou sustentável. Seu trabalho resultou em um conjunto de recomendações de alterações no setor elétrico brasileiro. O novo modelo do setor elétrico brasileiro, implementado no ano de 2003, será o foco analítico central do próximo capítulo, destacando-se, com a devida ênfase, a questão do planejamento.

3. O NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO (A PARTIR DE 2003)

3.1. Introdução

Conforme analisado no capítulo anterior, entre a segunda metade da década de 1990 e o ano de 2002 vigorou no SEB um modelo com tendências liberais. A crise de abastecimento que culminou no racionamento de energia elétrica no biênio 2001/2002, propiciada especialmente pela ausência de um planejamento centralizado e de novos investimentos em capacidade instalada, expôs as fragilidades do modelo vigente.

A importância da garantia do fornecimento elétrico é apontada por Tolmasquim (2012), que afirma que um dos fundamentos da sustentabilidade econômica de um país é a sua capacidade de prover logística e energia para o desenvolvimento de sua produção, com segurança e em condições competitivas e ambientalmente sustentáveis. Vale destacar que o racionamento impactou negativamente a economia, levando à diminuição real da produção industrial.

A opção por um setor regido pelas forças de mercado e indução econômica via sinal de preços não levou ao desenvolvimento e ampliação dos sistemas elétricos de forma efetiva (SAUER, 2002). Ademais, como apontado por Castro *et al.* (2012), haveria uma incompatibilidade entre a realidade do SEB e a definição de parâmetros para expansão da matriz sob a ótica exclusivamente de agentes privados.

Segundo Tolmasquim (2011), o modelo até então adotado mostrou-se ineficaz na garantia dos principais objetivos de um serviço público, como confiabilidade de suprimento, modicidade tarifária e universalidade. Em vista disso, entre os anos de 2003 e 2004 o governo iniciou a implantação de uma nova sistemática para o SEB, que modificou a forma de contratação de energia elétrica e a relação entre os agentes do setor. O padrão enfim instaurado, denominado por Dias Leite (2014) de “reforma da reforma”, ficou conhecido como *novo modelo do setor elétrico brasileiro*.

Assim, o novo modelo foi construído em cima de três objetivos basilares: garantia da expansão da capacidade instalada para atender crescimento da demanda, modicidade tarifária e universalização do acesso à eletricidade (CASTRO *et al.*, 2012). Para tal, quatro medidas centrais foram implantadas: (i) retomada do planejamento setorial; (ii) criação de dois ambientes de contratação de energia e, conseqüentemente, modificação na forma de contratação de eletricidade por parte das empresas concessionárias de distribuição; (iii) instituição de novos

programas de universalização do fornecimento; e (iv) reorganização institucional (TOLMASQUIM, 2011).

Visando atender aos novos pilares e assegurar a expansão do parque gerador, a contratação da energia elétrica no mercado regulado passou a se dar via leilões de energia elétrica, com critério de menor tarifa. Os leilões para energia nova ocorrem com antecedência de 3 ou 5 anos, conforme será visto mais adiante neste capítulo.

A competição plena no segmento de geração garantiu mais transparência ao processo de contratação, aumentando a atração de investimentos. Nessa esfera, deve ser ressaltada a importância da participação do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), com a estruturação financeira baseada no mecanismo de *project finance*. De acordo com a definição de Siffert Filho *et al.* (2009, p. 18):

“O *project finance* é um mecanismo de estruturação de financiamento a uma unidade ou conjunto de unidades produtivas (projeto) legalmente independentes dos investidores (patrocinadores), na qual os financiadores assumem que o fluxo de caixa a ser gerado e os ativos do projeto são as fontes primárias de pagamento e garantia do financiamento.”

Por conseguinte, no *project finance* os riscos de implantação e operação do empreendimento são diluídos, o que estimula ainda mais o investimento no setor. Essencialmente, o fluxo de caixa do projeto é a principal fonte de pagamento do serviço e da amortização do capital de terceiros. No caso do financiamento corporativo, as garantias são calcadas principalmente nos ativos dos investidores (SIFFERT FILHO *et al.*, 2009).

No que tange à retomada do planejamento centralizado, evidencia-se a importância da criação da EPE. Em contraste com o momento anterior, de cunho mais liberal, o novo modelo caracteriza-se por uma posição híbrida, com a retomada da participação dos investimentos estatais, através de parcerias com agentes privados. A participação do Estado se dá com posição de subordinação em relação às empresas privadas, dado que foram impostas restrições à participação superior a 49%, especificamente para acesso às linhas de financiamento do BNDES.

Além disso, houve a criação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), para acompanhar permanente o setor, de forma com que se tomem medidas preventivas contra eventuais desequilíbrios entre oferta e demanda de energia elétrica. Para garantir cada vez mais a confiabilidade do sistema, também foram aperfeiçoadas as ações do ONS.

Nesse sentido, o capítulo em questão buscará abordar a reformulação do setor e o novo modelo implementado, ressaltando suas características fundamentais. Para isso, visando robustecer a compreensão sobre a sistemática estabelecida, a primeira seção tem objetivo de descrever a estrutura institucional vigente e suas principais atribuições, sendo esse um ponto de partida fundamental para a compreensão do funcionamento do marco regulatório. A seção subsequente explorará os dois mercados de contratação existentes no novo modelo, sendo sucedida por uma análise acerca do mecanismo de leilões de contratação de geração elétrica. Por fim, será apresentada a estrutura do planejamento, após sua retomada e execução centralizada pelo Estado.

3.2. Agentes institucionais

O modelo instaurado no setor elétrico brasileiro reúne diversos agentes, formando um arcabouço institucional complexo. A compreensão das competências destes é vital para uma maior clareza acerca do novo padrão implantado com a reforma de 2003. Com isso, é pertinente uma breve explicação sobre as atribuições de cada uma dessas entidades. Cabe registrar que alguns dos principais agentes institucionais do novo modelo foram criados em períodos anteriores a 2003, mas continuam exercendo funções de suma importância para sua sustentabilidade.

3.2.1. Agentes institucionais criados antes de 2003

Nesta subseção serão abordados os agentes institucionais que, apesar de criados antes da instauração do novo modelo do SEB, ainda possuem papel fundamental para o marco regulatório. São eles: MME, CNPE, ANEEL e ONS.

3.2.1.1. Ministério de Minas e Energia

O MME é um órgão do governo federal, instituído inicialmente¹⁶ pela lei nº 3.782, de 22 de julho de 1960, e vinculado à Presidência da República, cuja responsabilidade é a formulação e implantação de políticas públicas nos seguintes segmentos:

- a) Geologia, recursos minerais e energéticos;
- b) Aproveitamento da energia hidráulica;

¹⁶ Em 1990, a Lei nº 8.028 extinguiu o MME e transferiu suas atribuições ao Ministério da Infraestrutura, criado pela mesma lei, que também passou a ser responsável pelos setores de transportes e comunicações. O Ministério de Minas e Energia voltou a ser criado em 1992, por meio da Lei nº 8.422.

- c) Mineração e metalurgia;
- d) Petróleo, combustível e energia elétrica, inclusive nuclear.

Cabe ainda ao Ministério a energização rural, custeada por recursos do SEB e a função de zelar pelo equilíbrio conjuntural e estrutural entre a oferta e a demanda de recursos energéticos no País. Evidencia-se que o MME é um agente que exerce atividades de governo no setor, sendo orientado por diretrizes do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

Destaca-se a Eletrobras e a Petrobras, ambas de economia mista, são vinculadas ao MME. A concepção da Eletrobras enquanto empresa *holding* de geradoras e transmissoras estatais e da participação em Itaipu, bem como administradora de fundos setoriais foi reafirmada em primeiro momento (DIAS LEITE, 2014).

3.2.1.2. Conselho Nacional de Política Energética

O CNPE, criado em 6 de agosto de 1997 pela lei nº 9.478, é um órgão de assessoramento do Presidente da República para formulação de políticas e diretrizes relacionadas ao setor energético, sendo presidido pelo Ministro de Minas e Energia. A regulamentação do Conselho foi dada pelo decreto nº 3.520, de 21 de junho de 2000, e define que as políticas definidas em seu âmbito deverão ser destinadas a:

- a) Promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do País;
- b) Assegurar, em função das características regionais, o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso;
- c) Rever periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões, considerando as fontes convencionais e alternativas e as tecnologias disponíveis;
- d) Estabelecer diretrizes para a importação e exportação de petróleo e seus derivados, gás natural e condensado, e assegurar o adequado funcionamento do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e o cumprimento do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis.

Além do Ministro de Minas e Energia também integram o CNPE diversos outros ministros¹⁷, um representante dos Estados e do Distrito Federal, um representante da sociedade civil e um representante de universidade brasileira (ambos especialistas em matéria de energia), o

¹⁷ Ministro da Ciência e Tecnologia; Ministro do Planejamento, Orçamento e Gestão; Ministro da Fazenda; Ministro do Meio Ambiente; Ministro do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior; Ministro Chefe da Casa Civil; Ministro da Integração Nacional e o Ministro da Agricultura, Pecuária e Abastecimento.

presidente da EPE e o secretário executivo do MME. Os órgãos reguladores e de planejamento do setor energético garantem apoio técnico ao Conselho, que se reúne ordinariamente a cada seis meses, ou de forma extraordinária, quando convocado pelo seu presidente.

3.2.1.3. Agência Nacional de Energia Elétrica

Apesar de contar com atuação central no novo modelo do SEB, a ANEEL já figurava como agente crucial do setor antes da reforma realizada, tendo sido criada em 1996¹⁸ como uma autarquia do governo federal. O objetivo é que a empresa opere de forma independente, com autonomia em sua gestão e ausência de submissão hierárquica a outros órgãos políticos.

Como mencionado no primeiro capítulo desta dissertação, sua principal função é a de regular e fiscalizar os diversos elos do setor, devendo ser ressaltadas as seguintes competências:

- a) Implementar políticas e diretrizes do setor elétrico por delegação do governo federal;
- b) Realizar procedimentos licitatórios para a contratação de concessionárias e permissionárias de serviço público para produção, transmissão e distribuição de energia elétrica e para a outorga de concessão para aproveitamento de potenciais hidráulicos;
- c) Gerir os contratos de concessão ou de permissão de serviços públicos de energia elétrica, de concessão de uso de bem público;
- d) Regular a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica;
- e) Determinar metas para o equilíbrio e o bom funcionamento do mercado;
- f) Estabelecer metodologias de cálculo das diferentes tarifas do SEB;
- g) Controlar e fiscalizar, diretamente ou mediante convênios com órgãos estaduais, as concessões, as permissões e os serviços de energia elétrica;
- h) Mediar conflitos e divergências entre concessionárias, permissionárias, autorizadas, produtores independentes e autoprodutores, bem como entre esses agentes e seus consumidores;
- i) Gerir os programas de Pesquisa e Desenvolvimento e de Eficiência Energética, ambos conduzidos por concessionárias de geração, transmissão e distribuição.

Como salienta Tolmasquim (2011), com a instauração do novo modelo buscou-se distinguir notoriamente as atividades relacionadas ao Poder Concedente e aquelas do ente regulador. Com isso, algumas competências prévias da ANEEL foram realocadas para o MME, enquanto a

¹⁸ Pela lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

Agência ficou encarregada de novas funções, como a execução de licitações para contratação de eletricidade no sistema interligado.

3.2.1.4. Operador Nacional do Sistema Elétrico

Por fim, o ONS é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), sob a fiscalização e regulação da ANEEL. O ONS substituiu as atividades do GCOI e suas principais competências são:

- a) Planejar e programar a operação e o despacho centralizado da geração, com vistas à otimização do SIN;
- b) Supervisionar e coordenar os centros de operação de sistemas elétricos, a operação do SIN e as interligações internacionais;
- c) Contratar e administrar os serviços de transmissão de energia elétrica e as respectivas condições de acesso, bem como dos serviços ancilares;
- d) Propor ao poder concedente as ampliações de instalações da rede básica de transmissão, bem como reforços do SIN, a serem considerados no planejamento da expansão do sistema de transmissão;
- e) Propor as regras para a operação das instalações da transmissão da rede básica do SIN;
- f) Divulgar os indicadores de desempenho dos despachos realizados;
- g) Divulgar permanente ao CMSE as condições operativas de continuidade e de suprimento eletroenergético do SIN.

Para a realização de suas funções, o ONS mantém acordo com dois importantes agentes institucionais criados no novo modelo; a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), visando ao estabelecimento de condições de relacionamento técnico-operacional entre as duas entidades, e com a EPE, com a finalidade de prover elementos e subsídios necessários ao desenvolvimento das atividades relativas ao planejamento do SEB.

3.2.2. Agentes institucionais criados após 2003

Com a instituição do novo modelo do setor elétrico, foram estabelecidos outros agentes institucionais, objetivando a execução de novas atividades e também a atuação em complementaridade àqueles pré-existentes. Destacam-se o CMSE, a EPE e a CCEE, cujas funções encontram-se descritas abaixo.

3.2.2.1. Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

Como referido na introdução deste capítulo, o CMSE foi instituído em 2004¹⁹ com a função de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional. Suas atribuições são:

- a) Acompanhar o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica, gás natural e petróleo e seus derivados;
- b) Avaliar as condições de abastecimento e de atendimento;
- c) Realizar periodicamente uma análise integrada de segurança de abastecimento e atendimento ao mercado de energia elétrica, de gás natural e petróleo e seus derivados;
- d) Identificar dificuldades e obstáculos que afetem, ou possam afetar, a regularidade e a segurança de abastecimento e atendimento à expansão dos setores de energia elétrica, gás natural e petróleo e seus derivados;
- e) Elaborar propostas de ajustes, soluções e recomendações de ações preventivas ou saneadoras, visando à manutenção ou restauração da segurança no abastecimento e no atendimento eletroenergético, encaminhando-as, quando for o caso, ao CNPE.

O CMSE se reúne mensalmente ou quando convocado por seu presidente, o Ministro de Minas e Energia. Além deste, também compõe o Comitê em questão representantes da ANEEL, da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), da CCEE, da EPE e do ONS.

3.2.2.2. Empresa de Pesquisa Energética

A EPE figura como um dos principais entes institucionais no novo modelo estabelecido devido à sua relevância no que tange à retomada do planejamento centralizado no setor. Criada em 2004²⁰, a empresa é vinculada ao MME e tem como finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética. Dentre outras, tem como funções primordiais:

- a) Realizar estudos e projeções da matriz energética brasileira;

¹⁹ Pela lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.

²⁰ Pela lei nº 10.847, de 15 de março de 2004.

- b) Elaborar e publicar o balanço energético nacional;
- c) Identificar e quantificar os potenciais de recursos energéticos;
- d) Realizar estudos para a determinação dos aproveitamentos ótimos dos potenciais hidráulicos;
- e) Apresentar ao CNPE os Planos Decenais de Expansão do Setor Energético e os Planos Nacionais de Energia de Longo Prazo, bem como outros estudos que sejam do interesse do CNPE para o exercício de suas atribuições;
- f) Obter a licença prévia ambiental e a declaração de disponibilidade hídrica necessárias às licitações envolvendo empreendimentos de geração hidrelétrica e de transmissão de energia elétrica, selecionados pela EPE;
- g) Realizar estudos para a determinação dos aproveitamentos ótimos dos potenciais hidráulicos;
- h) Elaborar estudos necessários para o desenvolvimento dos planos de expansão da geração e transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos.

Destaca-se que, além de sua relevância referente ao planejamento no novo modelo do SEB, a EPE possui papel expressivo para a realização dos leilões de energia elétrica, em especial em função da produção de estudos prévios aos certames. Em vista disso, o papel da empresa será explorado com maior profundidade ainda neste capítulo.

3.2.2.3. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

Em substituição ao MAE, foi estabelecida a CCEE pela lei nº 10.848 de 2004, com início de operação em novembro do mesmo ano. A Câmara tem como incumbência efetuar a contabilização e a liquidação financeira das operações realizadas no mercado de curto prazo, sendo as regras e procedimentos de comercialização que regulam suas atividades aprovados pela ANEEL. Nesse sentido, destacam-se suas principais atividades:

- a) Implantar e divulgar regras e procedimentos de comercialização;
- b) Gerir contratos do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e do Ambiente de Contratação Livre (ACL);
- c) Manter o registro de dados de energia gerada e de energia consumida;
- d) Realizar leilões de compra e venda de energia no ACR, sob delegação da Aneel;
- e) Realizar leilões de Energia de Reserva, sob delegação da Aneel, e efetuar a liquidação financeira dos montantes contratados nesses leilões;
- f) Apurar infrações que sejam cometidas pelos agentes do mercado e calcular penalidades;

- g) Servir como fórum para a discussão de ideias e políticas para o desenvolvimento do mercado, fazendo a interlocução entre os agentes do setor com as instâncias de formulação de políticas e de regulação.

Evidencia-se que a CCEE possui grande importância na esfera do mercado regulado, uma vez que é a responsável por promover os leilões de contratação de energia elétrica, bem como por gerenciar os contratos firmados nos mesmos. Ademais, a instituição é responsável pelo cálculo e divulgação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), utilizado para valorar as operações de compra e venda de energia.

Conclui-se, dessa forma, que os diversos agentes institucionais existentes no novo modelo – fossem eles recém-criados ou herdados do marco institucional anterior – possuem papéis únicos e vitais à sustentabilidade do setor. Todavia, suas atuações são diversas vezes interconectadas, tornando imprescindível uma forte coordenação destes.

3.3. Mercados de energia elétrica

Uma vez compreendidos os principais agentes institucionais do setor, é imperativo analisar outras características basilares do novo modelo do SEB. Isto posto, para atender aos pilares estabelecidos em 2003, o governo promulgou a lei nº 10.848/2004 que, dentre outras, definiu as mudanças na comercialização de energia elétrica, sendo essas regulamentadas pelo decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Dentre tais alterações, destaca-se a criação de dois mercados diferenciados para a contratação de energia elétrica. São eles o ACL, no qual há liberdade por parte dos consumidores para negociação dos contratos de fornecimento de energia; e o ACR, onde o consumidor tem obrigatoriedade de comprar energia com as concessionárias de distribuição, que adquirem sua energia em leilões de contratação cujos vencedores são definidos observando o critério de menor tarifa.

Como analisado na seção anterior, a lei nº 10.848/2004 também autorizou a criação da CCEE, com a finalidade de viabilizar a comercialização de energia elétrica em acordo com as modificações implementadas. Assim, a CCEE deve propiciar as operações de compra e venda de energia em todo o SIN, realizando a gestão de todos os contratos no ACR e no ACL. Faz-se, então, essencial compreender as características de cada um dos ambientes de contratação, bem como seus principais agentes.

3.3.1. Mercado de Contratação Livre

Como definido no decreto nº 5.163/2004, o ACL refere-se ao segmento do mercado no qual são realizadas as operações de compra e venda de energia elétrica, através de contratos bilaterais livremente negociados. Tais contratos são firmados entre os agentes atuantes nesse ambiente, sendo eles geradores, comercializadores e consumidores livres e especiais. As distribuidoras de energia que atuam no ambiente regulado não podem atuar nesse mercado.

São classificados na categoria de geradores os concessionários de serviço público de geração, produtores independentes de energia elétrica e autoprodutores. Os comercializadores, por sua vez, são os agentes que compram energia por meio de contratos bilaterais no ambiente livre e podem revender esta energia, realizando o encontro eficiente entre geradores e consumidores. Assim, podem assumir ou minimizar riscos setoriais, em especial aqueles relacionados à instabilidade de preços. Em relação aos consumidores, é imprescindível estabelecer sua diferenciação em relação àqueles cativos, além de definir quais são as pré-condições de migração para o ACL.

Os consumidores cativos, que serão destacados na seção 3.2, são aqueles que adquirem sua energia obrigatoriamente das concessionárias de distribuição às quais estão ligados em decorrência de sua localização geográfica, sendo suas tarifas são reguladas pela ANEEL. Os consumidores livres e especiais tem a possibilidade de comprar energia de outros fornecedores, que não a concessionária de distribuição local. Com isso, podem negociar livremente o preço e as demais condições contratuais, como prazo, flexibilidade e índices de correção, o que garante maiores oportunidades para redução de custos e melhor gestão e previsibilidade dos preços em futuros contratos. Assim, a grande vantagem desse ambiente é a possibilidade de se escolher, entre os diversos tipos de contratos, aquele que melhor atenda às suas expectativas de custo e benefício. As condições resultantes da negociação são especificadas nos Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCVEE).

Entretanto, é preciso salientar que existem pré-requisitos para a migração ao mercado livre. Para o enquadramento na condição de consumidor especial, o mesmo deve possuir carga maior ou igual a 500 kW e tensão mínima de 2,3 kV. Este consumidor pode contratar apenas energia incentivada²¹. O consumidor livre, por sua vez, deve ter carga a partir de 3.000 kW e tensão mínima de 69 kV, para data de conexão elétrica anterior a julho/1995, ou 2,3 kV, para ligação

²¹ Proveniente de fontes renováveis, como PCHs (Pequenas Centrais Hidroelétricas), biomassa, eólica e solar. O comprador de energia incentivada recebe descontos na tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD).

após julho/1995, podendo contratar energia convencional²² ou incentivada. O quadro 3.1 abaixo resume as modalidades de consumidores existentes no ACL.

Quadro 3.1 – Critérios para enquadramento como Consumidor Livre ou Especial

Consumidor	Carga	Tensão Mínima	Data de Ligação	Fonte
Especial	> 500 kW	2,3 kV	qualquer	incentivada
Livre	> 3.000 kW	2,3 kV 69 kV	após julho de 1995 antes de julho de 1995	convencional ou incentivada

Fonte: Elaboração própria com base em informações da CCEE.

Ressalta-se que o consumidor atuante no ACL deve apresentar lastro contratual para atendimento de 100% de seu consumo de energia, sendo responsável por gerir incertezas inerentes ao setor elétrico. A decisão pela migração ao ambiente livre é individual de cada consumidor de energia elétrica, desde que atenda às condições supramencionadas. As distribuidoras também não podem comercializar energia com consumidores livres, apenas garantem a utilização de sua rede, sendo compensados através da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).

A possibilidade de adequação dos contratos estabelecidos nesse mercado em relação ao perfil de uso diário, mensal e anual de energia, bem como da liberdade de negociação de itens contratuais figura como potencial forma de economia para os consumidores, viabilizando a captura de oportunidades que um ambiente competitivo é capaz de oferecer. Contudo, vale frisar que os contratos estabelecidos geralmente são de médio prazo, estando sua renovação e principais pontos sujeitos às condições correntes do mercado.

3.3.2. Mercado de Contratação Regulada

Por seu turno, o ACR é o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre os agentes de geração e as empresas de distribuição, de modo a atender seu mercado, composto pelos consumidores cativos. As distribuidoras adquirem a energia necessária através de leilões públicos promovidos pela ANEEL e operacionalizados

²² A energia convencional é proveniente das outras fontes, que não as incentivadas, como usinas térmicas a gás ou grandes hidroelétricas.

pela CCEE. A contratação de energia no ACR é formalizada por meio de contratos bilaterais regulados, denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), celebrados entre agentes vendedores e distribuidores que participam desses leilões e de longo prazo de duração.

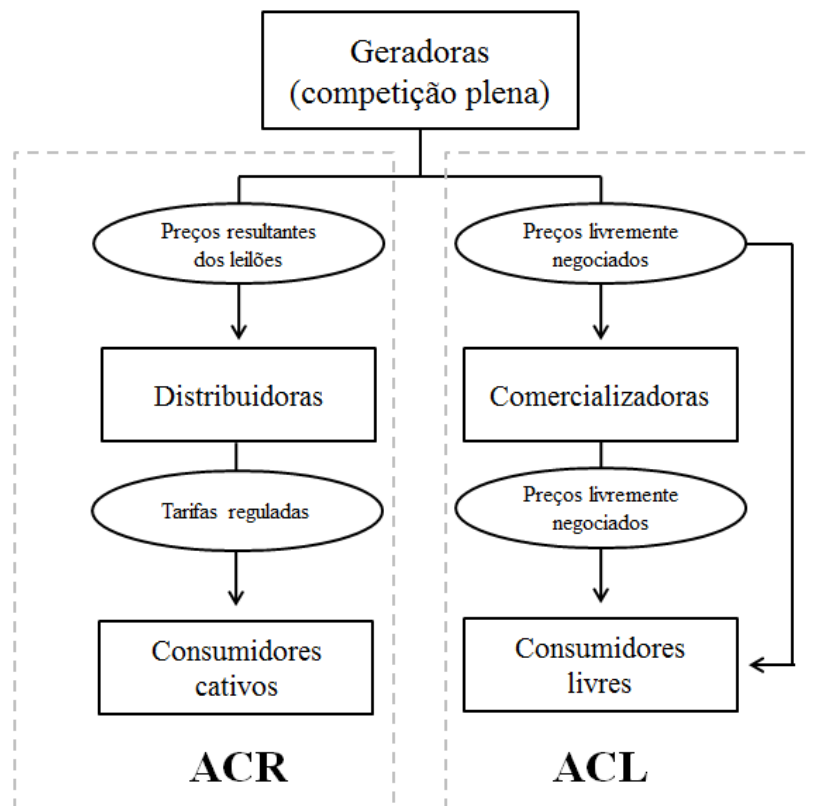
O novo modelo também determinou a contratação obrigatória e antecipada da projeção de demanda total dos distribuidores, no ACR. Esse fator garante a expansão da capacidade de geração do sistema, obstáculo nos modelos anteriores, como observado no capítulo 1. A realização da expansão através dos leilões regulados garante maior segurança, tanto ao empreendedor, que possui um contrato de longo prazo para seu fornecimento, possibilitando reduzir o custo do financiamento e melhorar as condições para o investimento, quanto ao sistema, já que o contrato deve estar lastreado em capacidade firme de geração. Isto posto, pode-se afirmar que o ACR foi criado de forma a reduzir o risco de mercado dos novos geradores, incentivar o investimento em geração e estimular a contratação eficiente da energia pelas distribuidoras para atender o mercado dos consumidores cativos, ressalta Siffert Filho *et al.* (2009).

Ao contrário do que ocorre no ACL, o consumidor do ambiente regulado não tem a liberdade de optar por seu fornecedor de eletricidade ou de negociar seu contrato de acordo com seu perfil. Para o consumidor cativo, é compulsória a obtenção de seu suprimento com a distribuidora que detém o monopólio na localidade em que se encontra. Assim, o valor de sua tarifa é regulado pela ANEEL, sendo isonômico para uma mesma classe de consumo.

O preço definido para as distribuidoras é resultante de um *mix* de contratos de longo prazo após a compra de energia nos leilões. A contratação da energia nesses leilões é feita de forma conjunta pelo Governo, sendo seguido pelas distribuidoras (*pool* de compradores), de acordo com critério de menor tarifa ofertada, no intuito de reduzir o custo do insumo para os consumidores cativos, independentemente do porte de cada distribuidor, enfatiza Tolmasquim (2011). Observa-se que o consumidor no ACR também está exposto a riscos, todavia, não gerenciáveis por ele, mas sim pela distribuidora a quem está vinculado contratualmente.

A figura 3.1 explicita a estrutura dos dois mercados de contratação de energia elétrica, ACR e ACL. Ressalta-se que o ACR ainda possui uma participação significativamente mais expressiva do que a do ACL, em termos de consumo de energia elétrica.

Figura 3.1 – Mercados de contratação de energia elétrica



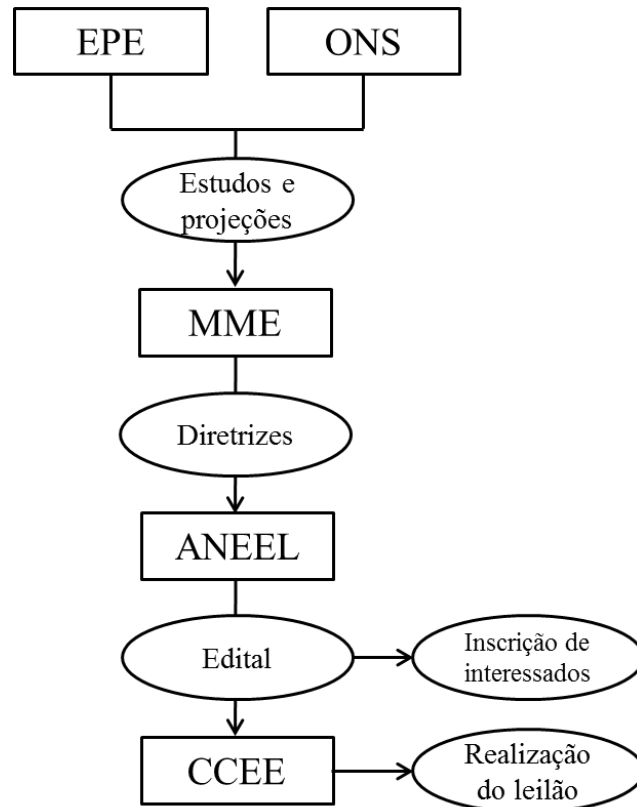
Fonte: Elaboração própria com base em informações da CCEE.

Conclui-se que a criação dos dois ambientes de contratação de energia elétrica trouxe maior transparência à atuação das distribuidoras, inclusive pela obrigatoriedade de licitação por menor tarifa (TOLMASQUIM, 2011). A inserção do mecanismo de leilões foi de suma importância para o processo, sendo esse o tema da seção seguinte.

3.4. Leilões de contratação de energia elétrica

Prevista pela lei nº 10.848/2004, a contratação de energia elétrica para geração no ACR se dá observando o critério de menor tarifa através da modalidade de leilões reversos. Estes são de governança do MME, que estabelece as diretrizes para as licitações a partir de estudos e projeções do ONS e da EPE, formalizadas nos editais de cada leilão. A realização dos leilões de geração é usualmente regida pela CCEE, por delegação da ANEEL, que elabora cada edital, conforme figura 3.2. Os empreendedores que desejam ofertar energia nesse mercado participam dos leilões com seus projetos, tornando-se vendedores em caso de sucesso. Salienta-se que no edital formulado deve constar a definição do preço teto (em R\$/MWh) do leilão em questão.

Figura 3.2 – Governança dos leilões de contratação de energia elétrica



Fonte: Elaboração própria com base em informações da CCEE.

No que tange ao volume de energia a ser negociado no certame, esta é calculada com base nas projeções de demanda realizadas pelas concessionárias de distribuição do SIN, que deverão comprar energia de modo a suprir a totalidade de suas necessidades. As distribuidoras constroem suas projeções para os três e cinco anos subsequentes em suas áreas de concessão e submetem, anualmente, declaração ao MME²³, definindo-se, assim, o montante a ser contratado através dos leilões.

Dessa forma, os empreendedores concorrem pelo objetivo de instalar e operar usinas de geração para atender essa previsão. Por ocorrerem anos antes do início do fornecimento do insumo, pode-se dizer que esses leilões promovem uma concorrência pelo mercado futuro de energia (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2012).

A contratação da eletricidade proveniente dessas licitações é formalizada através de contratos bilaterais regulados supramencionados denominados CCEAR, celebrados entre os agentes vendedores e distribuidores. O prazo dos contratos resultantes varia de 15 a 30 anos, no caso da energia nova, sendo equivalente ao período de concessão da usina em questão. Os preços de

²³ Declaração de Necessidade de Energia Elétrica, segundo decreto nº 5.163/2004.

compra devem atender ao critério de menor tarifa ofertada e são reajustados anualmente com base em indexadores pré-estabelecidos, definidos nos CCEARs.

Os CCEARs são especificados por meio dos editais publicados para cada leilão, contendo cláusulas e condições fixas, que não são passíveis de alteração pelos agentes. Após a assinatura dos contratos por parte dos vendedores e compradores, cabe à CCEE registra-los para que possam ser considerados no processo de contabilização e liquidação financeira. Existem duas modalidades de CCEAR:

- a) CCEAR por Quantidade: Geradores (vendedores) assumem os riscos hidrológicos integralmente, no caso das UHE, cabendo a eles todos os custos referentes ao fornecimento da energia contratada. Eles comprometem a fornecer determinado volume de energia, durante um determinado período a um preço pré-determinado, assumindo os riscos caso esse suprimento seja afetado por condições adversas. Geralmente é a modalidade apropriada aos geradores predominantemente hidrelétricos.
- b) CCEAR por disponibilidade: Distribuidores (compradores) assumem os riscos hidrológicos, com eventuais exposições financeiras no mercado de curto prazo podendo ser repassadas ao consumidor final, sejam positivas ou negativas, conforme mecanismo definido pela agência reguladora. O agente gerador recebe uma receita fixa pela disponibilização de uma determinada capacidade de geração, e um pagamento variável, equivalente ao Custo Variável Unitário (CVU) da usina, por cada MWh gerado. É modalidade contratual mais apropriada aos geradores térmicos.

Ademais, o mecanismo dos leilões também prevê a exigência de lastro para venda em todo contrato de energia, estabelecido com base na garanta física de cada usina. Com isso, há segurança de que o sistema possa atender a carga máxima, evitando que o montante de energia contratada supere a capacidade de suprimento, ao mesmo tempo em que proporciona um ambiente concorrencial para a livre contratação de energia entre os agentes, realça o Instituto Acende Brasil (2012).

O dispositivo em questão garante confiabilidade a um sistema hidrotérmico, como o caso do Brasil, mesmo em condições hidrológicas adversas. Concomitantemente, permite a separação entre a esfera contratual e a entrega física da eletricidade, possibilitando ao ONS operar o sistema de forma centralizada.

Verifica-se, à vista disso, que os leilões são um instrumento essencial e estratégico para a expansão e a sustentabilidade do SEB, uma vez que através deles ocorre a contratação de energia elétrica para a demanda futura das distribuidoras e se realiza a concessão de novas usinas. Conforme destacam Castro e Brandão (2010), o objetivo principal dos leilões é garantir o equilíbrio dinâmico entre a oferta e demanda de energia elétrica para o ACR.

Os leilões buscam também realizar a contratação de energia elétrica em conformidade com o objetivo basilar da modicidade tarifária. O atendimento a esse fator ocorre uma vez que os vencedores do leilão serão aqueles que ofertarem energia elétrica pelo menor preço do MWh, dado que o critério utilizado é o de menor tarifa.

Vale ressaltar que, ao definir o preço dos contratos de suprimento e a participação das fontes de energia utilizadas na geração, os leilões influenciam ainda o valor das tarifas pagas pelos consumidores e a qualidade da matriz elétrica do país em termos ambientais. Os contratos decorrentes dos certames são de longo prazo, evidenciando-se que as decisões tomadas nesse âmbito influenciarão o setor por um prazo significativo, tornando o entendimento sobre esse mecanismo indispensável à coordenação de um setor elétrico sustentável.

3.4.1. Tipos de leilão

Conforme regulamentado no decreto nº 5.163/2004, os leilões ocorrem com periodicidade anual, sendo subdivididos em três principais categorias:

- (i) Leilões de energia existente;
- (ii) Leilões de energia de nova; e
- (iii) Leilões de energia de reserva.

O primeiro tipo diz respeito àqueles que visam contratar eletricidade gerada por usinas já construídas para entrega a partir do ano seguinte à sua realização, à medida que os contratos em vigor forem vencendo. Em vista disso, permitem um ajuste às condições vigentes, que podem sofrer mutações de acordo com variações no consumo de energia e nos custos dos insumos. Assim, garante-se maior flexibilidade contratual para que os distribuidores possam lidar com o risco de mercado, e a pressão competitiva disciplina os preços dos novos contratos. Nesses empreendimentos os investimentos já foram amortizados e, portanto, costumam possuir um custo mais baixo²⁴. Dentre os leilões de energia existente, encontram-se:

²⁴ A depender do PLD e suas expectativas.

- a) Leilões de fontes alternativas, com finalidade de aumentar a participação de renováveis, promovendo a contratação de energia de empreendimentos de fonte eólica, biomassa ou pequenas centrais hidroelétricas (PCHs);
- b) Leilões de ajuste, que visam a adequar a contratação de energia pelas distribuidoras;
- c) Leilões A-1, para entrega de energia um ano após a compra.

No que concerne aos leilões de energia nova, estes têm como finalidade atender ao aumento previsto da carga das distribuidoras. Neste caso é vendida e contratada energia de usinas que ainda serão construídas, para início do fornecimento em três anos (A-3), onde, dado o prazo reduzido para implantação, usinas termelétricas e eólicas, tendem a ser mais competitivas, ou para cinco anos (A-5), quando hidrelétricas, fonte mais barata de energia, mas que tem maior tempo de implantação, são mais competitivas. Destaca-se que mesmo em leilões A-5 as usinas térmicas e eólicas podem concorrer e ganhar contratos. Os leilões de energia nova também podem ser do tipo estruturante²⁵, destinando-se à compra de energia proveniente de projetos de geração que tenham prioridade de licitação e implantação (tradicionalmente grandes usinas hidrelétricas como, por exemplo, a usina de Belo Monte) ou de fontes alternativas, já especificados.

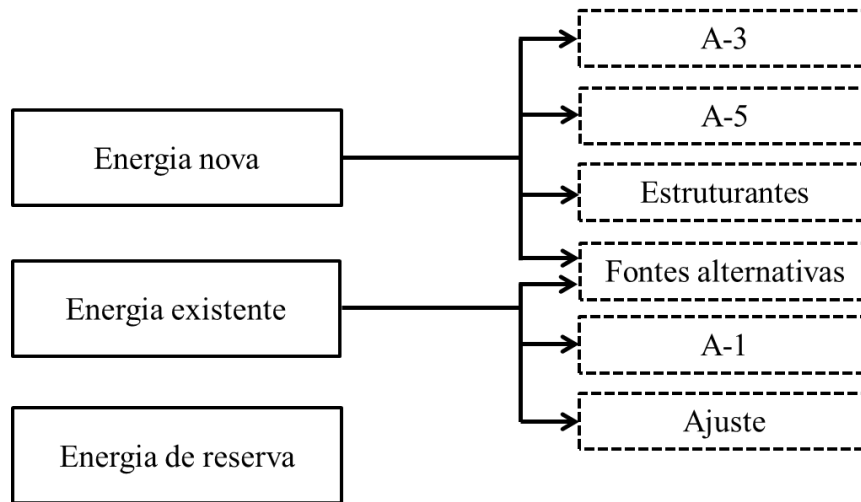
Como apontado por Tolmasquim (2011), a segmentação desses tipos de leilão é de suma importância para a manutenção da modicidade tarifária, uma vez que impede que a energia de usinas já existentes, cujos investimentos já foram amortizados, seja vendida pelo preço da energia nova, em tese mais cara, já que os investimentos em sua construção ainda serão amortizados. O autor frisa ainda que a competição entre os dois tipos em uma mesma licitação poderia comprometer o desenvolvimento de novos empreendimentos e, conseqüentemente, a expansão do sistema como um todo. Todavia, essa divisão, instituída pela lei nº 10.848/2004, é válida apenas para o ACR.

Por fim, os leilões de reserva destinam-se à contratação de empreendimentos que proporcionem ao SEB uma reserva de capacidade de geração, seja de novas usinas ou já existentes. Os leilões de reserva foram criados para mitigar o risco hidrológico e incorporar a bioeletricidade na matriz elétrica brasileira, aumentando a segurança do SIN (CASTRO, 2008). Este processo

²⁵ O inciso VI do Art. 2º da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, define que o CNPE pode indicar empreendimentos que devam ter prioridade de licitação e implantação, tendo em vista seu caráter estratégico e de interesse público, de forma que tais projetos venham assegurar a otimização do binômio modicidade tarifária e confiabilidade do sistema.

ocorre para que haja um aumento na segurança do fornecimento de energia elétrica. A Figura 3.3 resume os tipos de leilão.

Figura 3.3 – Tipos de leilões de contratação de energia elétrica



Fonte: Elaboração própria a partir de informações do MME.

Evidencia-se assim, que os leilões de energia nova – instrumento de política energética no Brasil – são os grandes responsáveis pela expansão do parque gerador nacional, uma vez que promovem a compra de energia, com contratos de longo prazo, provenientes de novos empreendimentos de geração, instalados e operados pelos vencedores do leilão. Os leilões de reserva também agregam nova capacidade instalada ao SEB, porém em quantidades menores. No terceiro capítulo serão analisados os resultados dos processos licitatórios ocorridos a partir do ano de 2005.

Conclui-se que a expansão da capacidade de geração no novo modelo está embasada e centrada no mercado regulado, através dos leilões, que ao oferecer contratos de longo prazo favorecem a obtenção de financiamento a custos menores em relação aos outros setores produtivos. Assim, tendo em vista sua essencialidade ao setor como um todo, é vital compreender o planejamento prévio ao seu efetivo acontecimento.

3.5. A retomada do planejamento no novo modelo do setor elétrico brasileiro

A crise de abastecimento e o conseqüente racionamento de eletricidade enfrentados pelo país no começo da década de 2000 marcaram significativamente o SEB. Tal circunstância ressaltou

a importância estratégica do planejamento como elemento essencial a todos os setores socioeconômicos de forma a garantir a segurança energética nacional, sem comprometer três aspectos centrais: econômico, social e ambiental. A reforma liberalizante realizada em meados da década de 1990 relegou o planejamento setorial para segundo plano, transferindo esta responsabilidade para os agentes privados (CASTRO *et al.*, 2012).

Nesse sentido, além da mudança da forma de contratação de energia elétrica, outra modificação de extrema relevância trazida no novo modelo do SEB foi a retomada da coordenação e do planejamento centralizado, com atuação mais ativa e positiva do Estado. Como ressaltado por Sauer (2002), a retomada e o aperfeiçoamento do planejamento garantiriam a ampliação da geração, transmissão e distribuição, articulando, concomitantemente, a política das diversas vertentes energéticas com as políticas setoriais de desenvolvimento e com o sistema de regulação.

Para tanto, em 2004 foi criada a EPE, que passou a deter uma posição estratégica e essencial para o êxito do novo modelo (CASTRO *et al.*, 2012). Sua finalidade é elaborar estudos e pesquisas destinados a subsidiar o planejamento do setor energético, norteados pelo governo e demais agentes em sua tomada de decisão e estabelecimento de diretrizes, conforme artigo 2º da lei nº 10.847/2004. Os estudos em questão têm como objetivo central estimativas e definições de como será a expansão da capacidade de geração elétrica em cenários econômicos e energéticos diversos, buscando garantir a segurança da oferta futura, equilibrada com a demanda, e modicidade tarifária.

Dentre as principais análises da EPE, destacam-se o Plano Nacional de Energia (PNE) e o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE). O PNE busca estimar o comportamento do setor no longo prazo, fornecendo subsídios para a formulação de uma estratégia de expansão da oferta de energia econômica e sustentável com vistas ao atendimento da evolução da demanda nas próximas décadas. O estudo leva em consideração variáveis de mercado, questões socioambientais, além dos potenciais avanços tecnológicos para realizar suas estimativas, sendo contempladas todas as fontes energéticas.

Por seu turno, o PDE é publicado anualmente e formula previsões de expansão de oferta e demanda de energia para o médio prazo, considerando um período de 10 anos à frente. Para tanto, são elaborados cenários de oferta de energia sustentáveis dos pontos de vista econômico, técnico e ambiental, através da análise de variáveis macroeconômicas, ambientais, sociais e tecnológicas. As projeções são de suma importância para um setor como o elétrico, no qual os

investimentos são capital intensivos e com longo prazo de maturação, cujas diretrizes devem ser determinadas com responsabilidade e antecedência.

O PDE se mostra, com isso, como um importante e estratégico instrumento de planejamento para o SEB e toda cadeia produtiva, contribuindo para o delineamento das estratégias de desenvolvimento do país a serem traçadas pela União. De fato, visto que o estudo possui periodicidade anual, o planejamento para o setor nele contido pode ser ajustado nas edições seguintes, sendo capaz de atender e se ajustar a possíveis alterações na política energética nacional.

Não obstante, a despeito de o PDE indicar a matriz elétrica futura para o setor, seus resultados são apenas indicativos²⁶. Assim, em função do custo ser o principal fator determinante da seleção de projetos nos leilões, é possível que os empreendimentos mais baratos e, conseqüentemente, vencedores destes processos licitatórios não sejam condizentes com o apontado pelo planejamento. Ou seja, mesmo que o plano indique a expansão de uma determinada fonte, o projeto ganhador não necessariamente será deste tipo. Ocorre que as usinas colocadas nos leilões não têm obrigatoriedade de constar nos planos previamente elaborados pela EPE, a exceção de grandes projetos estruturantes. Nestes termos, a matriz elétrica efetivamente contratada nos certames pode divergir do idealizado no planejamento original.

Observa-se, desta forma, que o planejamento está se dando *ex post* ao estabelecimento de quais serão os empreendimentos realizados no âmbito do SEB. Além disso, como apontado por Castro *et al.* (2012), as distribuidoras adquirem energia para atendimento a demanda futura em leilões A-3 e A-5, incorrendo no fato de que grande parte do planejado pelo PDE já encontra-se contratado, uma vez que seu prazo é maior do que o horizonte dos leilões de energia nova.

Por conseguinte, é crucial analisar se as proposições indicadas pelo PDE para o planejamento do SEB estão se verificando na realidade. Nesse escopo, torna-se relevante uma análise comparativa entre as projeções do PDE e o resultado dos leilões de energia elétrica que contrataram nova capacidade instalada para o SEB, desde sua primeira formulação. Essa avaliação será tema central do capítulo subsequente.

²⁶ Exceto para grandes usinas hidrelétricas dos leilões estruturantes.

3.6. Conclusão

Este capítulo procurou apresentar as características centrais do novo modelo do setor elétrico, implantado entre os anos de 2003 e 2004 no Brasil. Neste novo paradigma, a atuação e coordenação entre os diversos agentes institucionais foram essenciais para o seu funcionamento pleno, em vista da elevada complexidade do novo modelo. Sem a atuação conjunta destas instituições, cada qual com sua competência, a segurança energética nacional poderia ser comprometida e o sucesso de seus mecanismos colocados em cheque. Algumas entidades já existentes tiveram seu papel reajustado, como o caso da ANEEL, e outras foram criadas para exercer funções exigidas pelo modelo, como a EPE.

O novo modelo implementou extensas inovações, centradas num objetivo maior que foi a retomada dos investimentos setoriais por parte do Estado. O principal instrumento para viabilizar a contratação de nova capacidade de geração de energia elétrica foram os leilões reversos. O sistema adotado desempenhou papel fundamental no SEB, sendo essencial para a expansão da capacidade de geração nacional. Através dos leilões são definidos os projetos a serem implantados, bem como as fontes que comporão a matriz elétrica futura. Ademais, por permitir a entrada de qualquer agente devidamente habilitado nos processos licitatório, eles também trouxeram maior transparência para o processo de contratação de energia, promovendo uma maior competitividade no setor.

A contratação de eletricidade via leilões também colabora com o objetivo basilar da modicidade tarifária, dado que a contratação para o *pool* de distribuidores pelo governo é realizada em observância do critério de menor tarifa. Todavia, deve-se frisar que, apesar desses certames serem enquadrados em três tipos diversos, só os leilões de energia nova que garantem a expansão do sistema, garantindo a contratação de novas usinas a serem construídas.

Em vista de sua importância na determinação dos empreendimentos necessários para garantir a expansão, é imprescindível que o processo seja determinado por um planejamento prévio bem estruturado e robusto. De fato, o novo modelo trouxe a retomada do planejamento pela instituição da EPE. Observa-se, contudo, que o planejamento vem se dando de forma *ex-post* à determinação da matriz pelos leilões, isto é, o resultado dos leilões é quem está determinando a matriz, e não o planejamento. Faz-se, então, necessária uma análise dos resultados verificados de modo a identificar até que ponto os projetos vencedores são condizentes com os planos elaborados – os PDEs. Em suma, o terceiro capítulo desse estudo buscará analisar se estamos

realmente caminhando em direção a uma matriz elétrica estratégica para o SEB conforme o estipulado pelo planejamento.

4. ANÁLISE DA CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E O PLANEJAMENTO DO SETOR (2005-2016)

4.1. Introdução

No segundo capítulo concluiu-se que a expansão da capacidade instalada do SEB é garantida por meio dos leilões de contratação de energia elétrica. Através deles são licitadas novas usinas, que serão agregadas ao parque gerador e irão compor a matriz elétrica nacional. A importância de um planejamento estruturado e executado é imprescindível para a manutenção do funcionamento adequado e perene do setor, sendo fator primordial para a garantia da segurança energética.

Isto posto, o terceiro capítulo deste estudo analisa se os dois pontos destacados estão em consonância, isto é, se o resultado observado nos leilões está acompanhando o indicado no planejamento. A questão que se coloca é que os leilões devem ser construídos de modo com que uma matriz elétrica planejada, denominada matriz estratégica, seja dinamicamente implementada (CASTRO *et al*, 2011). Para isso, o presente capítulo encontra-se dividido em três seções, além desta introdução e posterior conclusão.

A primeira seção sistematiza os resultados de todos os leilões ocorridos no período analisado (2005-2016) que agregaram nova capacidade de geração ao SEB, sendo explicitado o ano de realização, a previsão de início do suprimento, tipo, potência e fonte dos empreendimentos vencedores. De posse destes dados, são analisados os resultados bem como suas possíveis consequências para o SEB.

Em seguida, são apresentadas as variáveis do planejamento, em especial no que tange às suas perspectivas para a matriz futura, sendo utilizadas todas as oito edições do PDE disponíveis entre os anos em questão. Com isso, foi possível calcular o incremento previsto por ano a ser acrescido à matriz elétrica.

Uma vez analisados os resultados dos certames e do planejamento, foi possível verificar se os mesmos encontram-se em descompasso ou não. Assim, na penúltima seção são realizadas considerações acerca dessa comparação, identificando as principais razões para o resultado encontrado.

Por fim, são apresentadas as principais conclusões. Em linhas gerais, estas indicam que o arcabouço regulatório e a execução do planejamento não estão levando à configuração de uma matriz elétrica previamente determinada.

4.2. Análise do resultado dos leilões de contratação de energia elétrica (2005-2016)

Os leilões de geração de energia elétrica foram introduzidos com o novo modelo do SEB a partir do ano de 2005, sendo realizados, até 2016, 37 processos licitatórios para ampliação da capacidade instalada, totalizando 69.298,63 MW de potência. Desses, treze foram do tipo A-5, oito A-3, nove leilões de reserva, três leilões de fontes alternativas, três leilões estruturantes e um referente aos sistemas isolados.

Os dados utilizados foram retirados da planilha “Novos Empreendimentos (Implantações e Ampliações) Decorrentes de Leilões de Geração (2005 a 2016)”, disponibilizada pela ANEEL em seu *website*. Nesse sentido, entende-se que a potência adicionada ao sistema refere-se à energia nova. A planilha em questão não inclui dados dos leilões de energia existente, que não influenciam no aumento da capacidade instalada nacional e, por isso, não são objetos desta análise.

Deve-se ressaltar que os prazos determinados na planilha divulgada dizem respeito ao estipulado no leilão, não levando em consideração possíveis atrasos ocorridos em função de interrupções de obras de construção, demora por obtenção de licenças ou qualquer outro entrave do gênero. A tabela 4.1 apresenta a consolidação dos resultados, apontando o ano em que ocorreu o certame, ano indicado para início de suprimento²⁷, fonte da usina e potência instalada.

A análise consolidada da tabela 4.1 evidencia que a maior contratação no período adveio da fonte hidrelétrica, com 26.414,64 MW (38,1% do total). As termelétricas vêm em segundo lugar, com 25.058,13 MW (36,2%), seguida de eólicas, 15.173,05 MW (21,9%) e solar, 2.652,80 MW (3,8%), conforme gráfico 4.1.

²⁷ Para leilões em que há mais de um ano indicado como início de suprimento, optou-se por utilizar o ano mais distante. Caso dos leilões número 8, 17 e 31.

Tabela 4.1 – Resultado consolidado dos leilões ocorridos entre 2005 e 2016

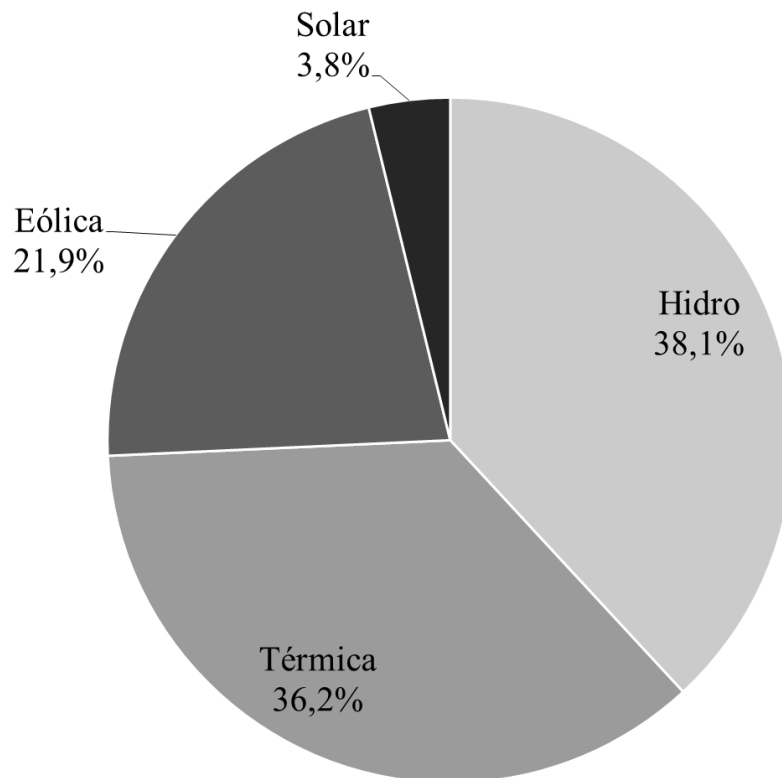
#	Ano do Leilão	Tipo do Leilão	Início do Suprimento	Fonte	Potência (MW)
1	2005	A-5	2010	UHE Hidro	756,10
1	2005	A-5	2010	UTE Carvão Mineral	350,00
1	2005	A-5	2010	UTE Bagaço de Cana de Açúcar	136,14
1	2005	A-5	2010	UTE Óleo Diesel	140,00
2	2006	A-3	2009	UTE Bagaço de Cana de Açúcar	162,00
2	2006	A-3	2009	UTE Óleo Combustível	296,00
2	2006	A-3	2009	UTE Óleo Diesel	302,24
2	2006	A-3	2009	PCH Hidro	2,25
3	2006	A-5	2011	UHE Hidro	622,00
3	2006	A-5	2011	UTE Bagaço de Cana de Açúcar	262,00
3	2006	A-5	2011	UTE Óleo Diesel	174,30
3	2006	A-5	2011	UTE Gás de Processo e Vapor de Processo	490,00
4	2007	A-5	2012	UTE Carvão Mineral	1.050,00
4	2007	A-5	2012	UTE Óleo Combustível	429,39
5	2007	A-3	2010	UTE Óleo Combustível	1.735,94
6	2007	Fontes Alternativas	2010	UTE Bagaço de Cana de Açúcar	402,00
6	2007	Fontes Alternativas	2010	UTE Biomassa de Resíduo	30,00
6	2007	Fontes Alternativas	2010	PCH Hidro	35,00
7	2007	Estruturante (UHE Santo Antônio)	2012	UHE Hidro	3.150,40
8	2008	Reserva	2010	UTE Bagaço de Cana de Açúcar	2.235,60
8	2008	Reserva	2010	UTE Capim Elefante	30,00
9	2008	A-3	2011	UTE Óleo Combustível	1.431,39
9	2008	A-3	2011	UTE Gás Natural Liquefeito	300,00
9	2008	A-3	2011	UTE Gás Natural	204,00
10	2008	A-5	2013	UTE Gás Natural	794,15
10	2008	A-5	2013	UTE Óleo Combustível	3.618,37
10	2008	A-5	2013	UTE Gás Natural Liquefeito	330,00
10	2008	A-5	2013	UTE Bagaço de Cana de Açúcar	114,00
10	2008	A-5	2013	UTE Carvão Mineral	360,00
10	2008	A-5	2013	UHE Hidro	350,00
11	2008	Estruturante (UHE JIRAU)	2013	UHE Hidro	3.300,00

12	2009	A-3	2012	UTE	Bagaço de Cana de Açúcar	48,00
12	2009	A-3	2012	PCH	Hidro	22,50
13	2009	Reserva	2012	EOL	Eólica	1.805,70
14	2009	Estruturante (UHE Belo Monte)	2015	UHE	Hidro	11.233,10
15	2010	Sistema Isolado	2013	UTE	Cavaco/Resíduo de Madeira	132,00
16	2010	A-5	2015	UHE	Hidro	729,90
16	2010	A-5	2015	PCH	Hidro	79,00
17	2010	Reserva	2013	EOL	Eólica	528,20
17	2010	Reserva	2013	PCH	Hidro	30,50
17	2010	Reserva	2013	UTE	Bagaço de Cana de Açúcar	647,90
18	2010	Fontes Alternativas	2013	EOL	Eólica	1.519,60
18	2010	Fontes Alternativas	2013	PCH	Hidro	101,00
18	2010	Fontes Alternativas	2013	UTE	Bagaço de Cana de Açúcar	65,00
19	2010	A-5	2015	UHE	Hidro	2.120,00
20	2011	A-3	2014	UHE	Hidro	450,00
20	2011	A-3	2014	EOL	Eólica	1.067,60
20	2011	A-3	2014	UTE	Gás Natural	1.029,20
20	2011	A-3	2014	UTE	Bagaço de Cana de Açúcar	197,80
21	2011	Reserva	2014	UTE	Cavaco / Resíduo de Madeira	30,00
21	2011	Reserva	2014	UTE	Bagaço de Cana de Açúcar	327,00
21	2011	Reserva	2014	EOL	Eólica	861,10
22	2011	A-5	2016	EOL	Eólica	975,70
22	2011	A-5	2016	UTE	Bagaço de Cana de Açúcar	100,00
22	2011	A-5	2016	UHE	Hidro	135,00
23	2012	A-5	2017	UHE	Hidro	292,40
23	2012	A-5	2017	EOL	Eólica	281,90
24	2013	Reserva	2015	EOL	Eólica	1.505,20
25	2013	A-5	2018	PCH	Hidro	173,48
25	2013	A-5	2018	UHE	Hidro	445,00
25	2013	A-5	2018	UTE	Bagaço de Cana de Açúcar	347,00
25	2013	A-5	2018	UTE	Cavaco de Madeira	300,00
26	2013	A-3	2016	EOL	Eólica	867,60
27	2013	A-5	2018	PCH	Hidro	307,76
27	2013	A-5	2018	UHE	Hidro	700,00
27	2013	A-5	2018	UTE	Cavaco de Madeira	16,79
27	2013	A-5	2018	UTE	Bagaço de Cana de Açúcar	145,00
27	2013	A-5	2018	EOL	Eólica	2.337,80

28	2014	A-3	2017	UHE	Hidro	417,60
28	2014	A-3	2017	EOL	Eólica	551,00
29	2014	A-5	2019	PCH	Hidro	43,88
29	2014	A-5	2019	UTE	Gás Natural	3.059,00
29	2014	A-5	2019	UTE	Bagaço de Cana de Açúcar	283,00
29	2014	A-5	2019	UTE	Carvão Mineral	340,00
29	2014	A-5	2019	UTE	Cavaco de Madeira	328,00
29	2014	A-5	2019	EOL	Eólica	925,55
30	2014	Reserva	2017	UFV	Solar	889,66
30	2014	Reserva	2017	EOL	Eólica	769,10
31	2015	Fontes Alternativas	2017	UTE	Bagaço de Cana de Açúcar	389,43
31	2015	Fontes Alternativas	2017	EOL	Eólica	90,00
32	2015	A-5	2020	PCH	Hidro	164,33
32	2015	A-5	2020	UHE	Hidro	182,00
32	2015	A-5	2020	UTE	Cavaco de Madeira	50,00
32	2015	A-5	2020	UTE	Bagaço de Cana de Açúcar	61,40
32	2015	A-5	2020	UTE	Gás Natural	1.515,64
33	2015	A-3	2018	PCH	Hidro	66,18
33	2015	A-3	2018	UTE	Bagaço de Cana de Açúcar	28,50
33	2015	A-3	2018	UTE	Gás Natural	28,02
33	2015	A-3	2018	UTE	Casca de Arroz	8,00
33	2015	A-3	2018	EOL	Eólica	538,80
34	2015	Reserva	2017	UFV	Solar	833,80
35	2015	Reserva	2018	EOL	Eólica	548,20
35	2015	Reserva	2018	UFV	Solar	929,34
36	2016	A-5	2021	PCH	Hidro	324,94
36	2016	A-5	2021	UTE	Biogás	20,89
36	2016	A-5	2021	UTE	Cavaco / Resíduo de Madeira	55,00
36	2016	A-5	2021	UTE	Bagaço de Cana de Açúcar	122,50
36	2016	A-5	2021	UTE	Gás Natural	5,54
37	2016	Reserva	2020	PCH	Hidro	164,42
37	2016	Reserva	2020	CGH	Hidro	15,90
TOTAL						69.298,63

Fonte: Elaboração própria a partir de dados ANEEL.

Gráfico 4.1 – Resultado dos leilões por fonte 2005-2015 (%)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados ANEEL.

No que tange especificamente às usinas térmicas, o óleo combustível se sobressaiu como fonte da maior parte das novas usinas implantadas no período (30,0% do total térmico), conforme dados da tabela 4.2. Entretanto, sua última contratação ocorreu no leilão A-5 de 2008, salientando a recente preocupação com a contratação de fontes menos custosas e de menor impacto ambiental. Além disso, esse fato pode indicar problemas na metodologia dos leilões, fator esse a ser mencionado mais a frente, bem como poderá ser fruto de novos estudos específicos.

Tabela 4.2 – Contratação total de fontes termelétricas (2005-2016)

Fonte	Potência (MW)	Participação (%)
Óleo Combustível	7.511,09	30,0
Gás Natural	7.265,55	29,0
Biomassa	7.074,95	28,2
Carvão Mineral	2.100,00	8,4
Óleo Diesel	616,54	2,5
Gás de Processo	490,00	2,0
Total	25.058,13	100,0

Fonte: Elaboração própria a partir de dados ANEEL.

Segmentando o período analisado em dois, a primeira metade entre 2005 e 2010 e a segunda entre 2011 e 2016, percebe-se que outras fontes apresentaram comportamento semelhante ao das usinas movidas a óleo combustível. Isto é, nos primeiros anos obtiveram sucesso nos certames, mas cessaram ou reduziram sua contratação em leilões posteriores, como é o caso do óleo diesel e do carvão mineral. Essas fontes tiveram grande contratação apenas na primeira metade, não havendo tanta expansão na segunda.

A queda na potência agregada à matriz proveniente de hidrelétricas também se sobressai, o que pode ser explicado pelo fato de que não houve leilões estruturantes para construção de grandes usinas hidrelétricas nos últimos anos. Estes empreendimentos vêm sofrendo grande pressão por parte de grupos ambientalistas, bem como têm tido dificuldades na obtenção de licenças ambientais, como o recente caso da usina São Luiz do Tapajós. Castro *et. al.* (2012) destacam que o processo de obtenção de licenciamento ambiental no Brasil é complexo e moroso, dificultando a capacidade de se ofertar projetos hidrelétricos.

Por outro lado, a energia solar e, principalmente, eólica obtiveram elevado crescimento no segundo período. Essa mudança pode ser explicada tanto por evoluções tecnológicas que permitiram que essas fontes se tornassem economicamente mais competitivas²⁸, quanto pela necessidade de garantir suprimento futuro dada a queda na expansão de hidrelétricas. Por fim,

²⁸ Segundo a *International Renewable Energy Agency*, os preços em leilão de energia solar fotovoltaica e eólica *onshore* vêm caindo em todo o mundo. A tendência de queda se manterá, segundo projeções da agência realizadas para o ano de 2025.

ressalta-se que a contratação ocorrida na primeira metade representou 61,6% do total contratado nos dois períodos, enquanto a segunda metade respondeu por 38,4%, conforme tabela 4.3.

Tabela 4.3 – Contratação total segmentada em dois períodos (em MW e %)

Fonte	2005-2010		2011-2016	
	MW	%	MW	%
Hidro	22.531,80	52,8	3.882,90	14,6
Óleo Combustível	7.511,10	17,6	-	-
Biomassa	4.264,60	10	2.810,30	10,5
Gás Natural	1.628,10	3,8	5.637,40	21,2
Carvão Mineral	1.760,00	4,1	340	1,3
Óleo Diesel	616,5	1,4	-	-
Gás de Processo	490	1,1	-	-
Eólica	3.853,50	9,0	11.319,60	42,5
Solar	-	-	2.652,80	10,0
Total	42.655,70	100	26.643,00	100
	61,6%		38,4%	

Fonte: Elaboração própria a partir de dados ANEEL.

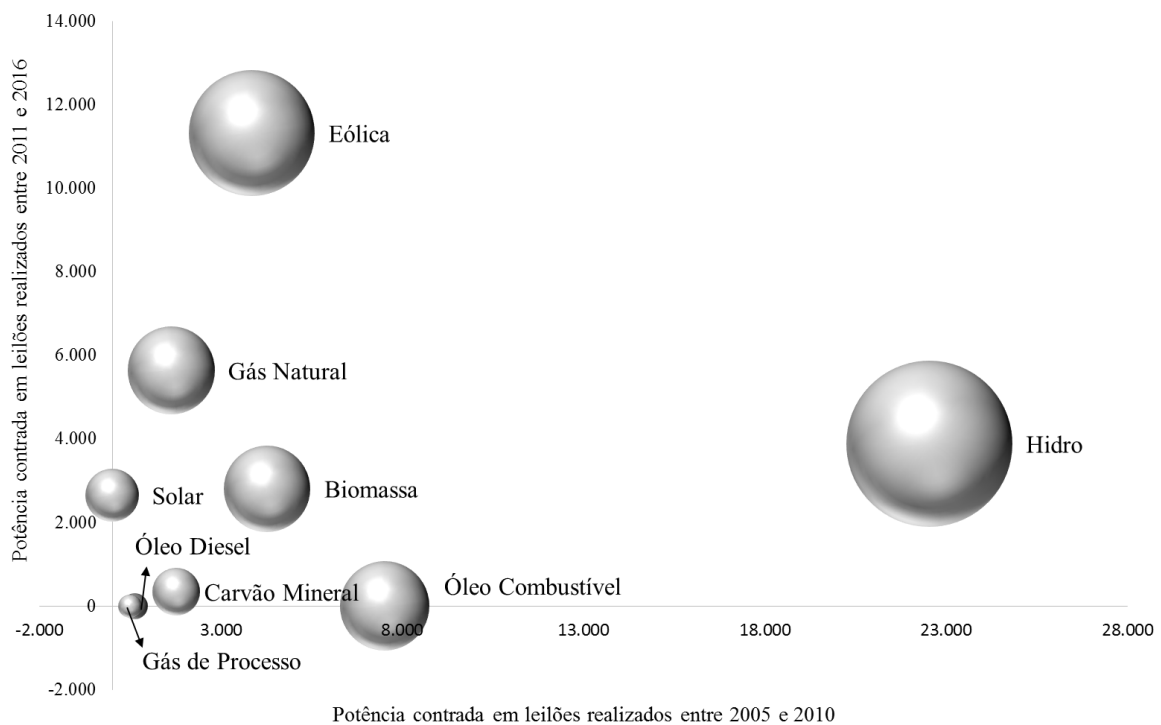
Em resumo, nota-se que hidrelétricas e termelétricas movidas a óleo combustível, óleo diesel, carvão mineral e gás de processo obtiveram contratação superior no primeiro período da análise, isto é, de 2005 a 2010. Já nos anos compreendidos entre 2011 e 2016, térmicas cujo combustível é biomassa e gás natural, além de eólicas e solar tiveram crescimento. Pode-se concluir que a tendência é pela contratação de usinas com menor emissão de efeito estufa e custo (no caso de termelétricas na comparação com aquelas contratadas na primeira metade) e a expansão das fontes alternativas na matriz. Essa tendência, relacionada às pressões ambientalistas supramencionadas, reflete-se também na menor contratação hidrelétrica, dados seus impactos nas regiões que precisam ser alagadas.

O gráfico 4.2 ilustra a questão. O tamanho das bolhas representa a quantidade de MW contratado nos leilões; quanto maior, mais a fonte contribuiu para a capacidade instalada nacional. O eixo x expõe a expansão referente à primeira metade do período analisado (2005-2010), enquanto o eixo y corresponde ao segundo momento (2011-2016). Quanto mais próxima a bolha se encontra de cada eixo, menor a participação da fonte no total contratado no outro período. Por exemplo, a bolha que indica energia eólica encontra-se cerca do eixo y, evidenciando que sua contratação durante a primeira metade analisada foi inferior do que na

segunda. Em contrapartida, a energia hidrelétrica apresentou maior deslocamento no eixo x em relação ao eixo y, indicando maior contratação entre os anos de 2005 e 2010 do que entre 2011 e 2016.

Assim, o observado na tabela 4.3 reflete-se no gráfico 4.2. Termelétricas de óleo combustível, óleo diesel, carvão mineral e gás de processo, além das hidrelétricas, possuem bolhas (de tamanho proporcional a sua contratação em MW) mais próximas ao eixo x, que representa a potência contratada entre 2005 e 2010. As bolhas referentes a usinas de biomassa, gás natural, eólica e solar se aproximam mais do eixo y, ou seja, sua expansão foi superior entre 2011 e 2016.

Gráfico 4.2 – Contratação por fonte segmentada em dois períodos (MW)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados ANEEL.

Ademais, dado que os leilões contratam capacidade futura de geração, concerne avaliar qual a quantidade e quais fontes de energia foram e ainda serão agregadas à matriz elétrica por ano. Considerando o resultado dos certames ocorridos entre 2005 e 2016, cabe ressaltar que, uma vez que o maior prazo para início de suprimento de energia nova contratada em um leilão é de cinco anos e o menor é de três anos, a matriz elétrica nacional já está, em teoria, plenamente

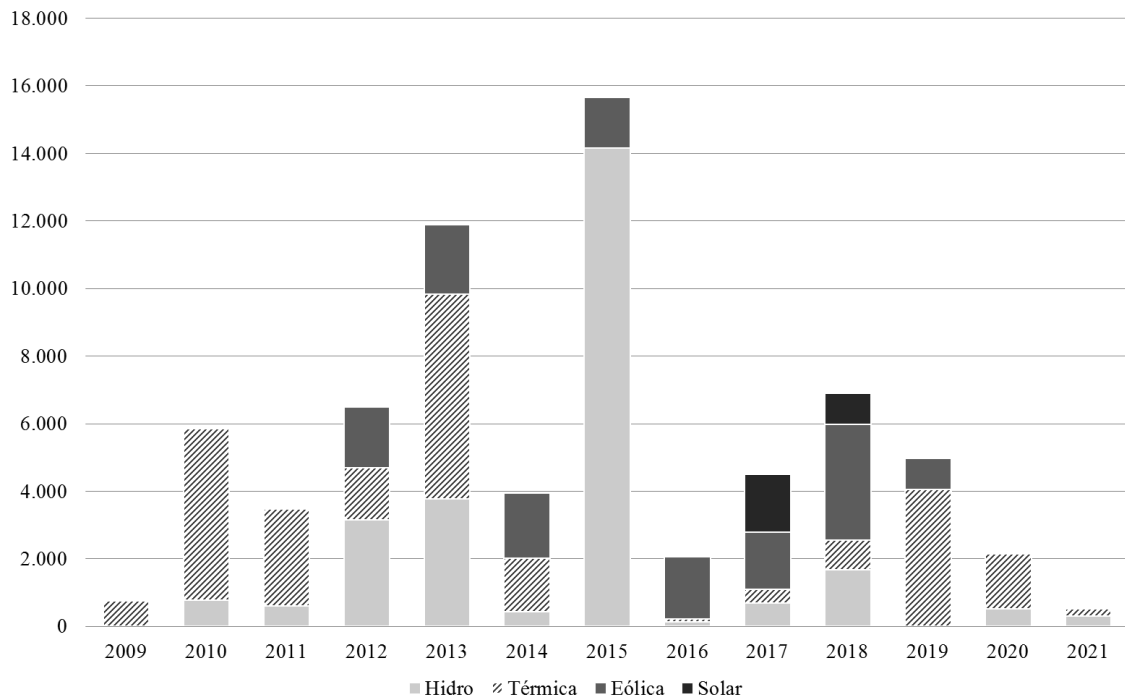
contratada até o ano de 2019. Entre os anos de 2019 e 2021, encontra-se parcialmente contratada, uma vez que a formulação de leilões A-3 no futuro ainda pode acarretar em mudanças para esses anos. A tabela 4.4 e o gráfico 4.3 apresentam os resultados dos leilões realizados entre 2005 e 2016 por potência contratada por ano de início de suprimento.

Tabela 4.4 – Resultado dos leilões ocorridos entre 2005 e 2016 previsto por início de suprimento (MW)

Fonte \ Ano	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Hidro	2,3	791,1	622,0	3.172,9	3.781,5	450,0	14.162,0	135,0	710,0	1.692,4	43,9	526,7	324,9
Térmica	760,2	5.059,7	2.861,7	1.527,4	6.061,4	1.584,0	-	100,0	389,4	873,3	4.010,0	1.627,0	203,9
Óleo Combustível	296,0	1.735,9	1.431,4	429,4	3.618,4	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomassa	162,0	2.833,7	262,0	48,0	958,9	554,8	-	100,0	389,4	845,3	611,0	111,4	198,4
Gás Natural	-	-	504,0	-	1.124,1	1.029,2	-	-	-	28,0	3.059,0	1.515,6	5,5
Carvão Mineral	-	350,0	-	1.050,0	360,0	-	-	-	-	-	340,0	-	-
Óleo Diesel	302,2	140,0	174,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gás de Processo	-	-	490,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Eólica	-	-	-	1.805,7	2.047,8	1.928,7	1.505,2	1.843,3	1.692,0	3.424,8	925,6	-	-
Solar	-	-	-	-	-	-	-	-	1.723,5	929,3	-	-	-
Total	762,5	5.850,8	3.483,7	6.506,0	11.890,7	3.962,7	15.667,2	2.078,3	4.514,9	6.919,9	4.979,4	2.153,7	528,9

Fonte: Elaboração própria a partir de dados ANEEL.

Gráfico 4.3 – Potência a ser agregada ao sistema por ano de início de suprimento (MW)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados ANEEL.

De acordo com a tabela 4.4 e o gráfico 4.3, nota-se que o ano com maior potência agregada à capacidade instalada nacional foi 2015 (15.667,20 MW), explicado principalmente pelo leilão estruturante para construção da usina hidrelétrica de Belo Monte, que deveria iniciar sua geração em tal ano. 2013 também contou com valores significativos (11.890,72 MW), decorrentes do leilão estruturante da usina de Jirau e da elevada compra de energia térmica nos leilões A-3 e A-5 ocorrido em 2008. Sobre o resultado dos leilões de 2008, Castro, Brandão e Dantas (2011) destacam que este foi incompatível com uma matriz de geração planejada, já que houve contratação maciça de térmicas movidas a óleo, mais caras e mais poluentes na comparação com outras do tipo.

Vale atentar ainda para o fato de que apenas hidrelétricas estiveram presentes em todos os anos de início de suprimento, conforme a tabela 4.4 e o gráfico 4.3. As térmicas, de modo geral, não agregaram nova capacidade ao sistema apenas em 2015. Ressalta-se que a fonte solar passou a figurar apenas nos leilões mais recentes, em função da maior competitividade que vem obtendo, como mencionado previamente.

Por fim, a tabela 4.5 traz a análise do resultado dos leilões agregado em fontes renováveis e não renováveis. Observa-se que o primeiro grupo corresponde a 74% do total contratado entre 2005

e 2016, contra 26% do segundo. Esse fato indica que o Brasil continuará com sua matriz predominantemente renovável, ao menos no horizonte contemplado. A contratação de renováveis obteve seu pico em 2015, por fatores supramencionados. Já aquela referente aos não-renováveis, o maior valor para início de suprimento ocorreu em 2013.

Tabela 4.5 – Resultado dos leilões ocorridos entre 2005 e 2016 por ano de início de suprimento, renovável x não renovável (MW)

Tipo	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Renovável ²⁹	164,3	3.624,8	884,0	5.026,6	6.788,2	2.933,5	15.667,2	2.078,3	4.514,9	6.891,8	1.580,4	638,1	523,3
Não renovável ³⁰	598,2	2.225,9	2.599,7	1.479,4	5.102,5	1.029,2	-	-	-	28,0	3.399,0	1.515,6	5,5
Total	762,5	5.850,8	3.483,7	6.506,0	11.890,7	3.962,7	15.667,2	2.078,3	4.514,9	6.919,9	4.979,4	2.153,7	528,9

Fonte: Elaboração própria a partir de dados ANEEL.

²⁹ Foram consideradas como renováveis: Hidro, biomassa, eólica e solar.

³⁰ Foram consideradas como não renováveis: Óleo combustível, gás natural, carvão mineral, óleo diesel e gás de processo.

4.3. Análise comparativa entre as proposições do Plano Decenal de Expansão de Energia e os resultados dos leilões

Uma vez consolidados e examinados na seção anterior os resultados dos leilões de energia elétrica que agregaram nova capacidade de geração ao SEB, objeto desta seção avaliar se estes resultados têm aderência com o planejado pela EPE através dos 8 PDEs analisados.

A comparação em questão foi realizada com base na evolução da capacidade instalada projetada pela EPE nos PDEs e a que foi efetivamente contratada nos 37 leilões ocorridos entre 2005 e 2016, conforme os dados sistematizados na seção anterior. Foram consideradas todas as edições publicadas do PDE³¹ que possuíam as informações necessárias à análise³².

Salienta-se que os dados divulgados nos PDEs dizem respeito à evolução da potência instalada que estaria disponível em dezembro de cada ano, havendo separação por fonte. De posse dos dados, a consolidação ocorreu inicialmente através da unificação das fontes descritas em quatro grandes grupos: hidrelétrica, termelétrica, eólica e solar, acompanhando a metodologia de agrupamento utilizado para os leilões. A fonte solar apenas passou a ser considerada pelo PDE 2014-2023, não possuindo, dessa forma, valores para os demais períodos.

A congregação das fontes nos quatro grupos supracitados foi efetiva para todos os PDEs até a edição 2014-2023. Conquanto, a versão PDE 2015-2024 não trouxe a mesma separação que as demais: biomassa, eólica, PCH e solar foram apresentadas de forma unificada, impedindo a segmentação anteriormente utilizada. Ademais, a EPE também apresenta os valores com as fontes discriminadas em renováveis ou não renováveis. Em vista disso, optou-se por respeitar essa segregação, uma vez que essa viabilizou a análise para todos os planos disponíveis.

A partir das consolidações realizadas, o passo seguinte foi calcular os acréscimos planejados pelos PDEs. Ou seja, ao invés de apresentar a potência total planejada por período, a tabela 4.6 expõe quantos MW deveriam ser adicionados ao sistema por ano de acordo com cada um dos planos decenais. Exemplificando, segundo o PDE 2015-2024, deveriam ser acrescentados 7.620 MW provenientes de renováveis em 2017, mas apenas 10 MW advindos de não renováveis.

A tabela 4.6 também ilustra outra questão importante no que tange à variação observada entre os planejamentos anuais. Cita-se como exemplo o caso das perspectivas de não renováveis para o ano de 2014; enquanto o PDE 2011-2020 não projetou qualquer expansão, o PDE 2012-2021

³¹ Não há dados para o horizonte decenal 2009-2018, pois não houve elaboração do PDE pela EPE.

³² Foram analisados dados das edições do PDE 2016, 2017, 2019, 2020, 2021, 2022, 2023 e 2024.

esperava o ingresso de 3.956 MW ao sistema. Por sua vez, na edição 2013-2022, a projeção era de 850 MW extras. Esse tipo de divergência pode também ser observada para outros períodos e para as renováveis.

Por um lado, entende-se que é natural que ocorra certa diferenciação entre os estudos publicados, possivelmente em decorrência de oscilações na conjuntura econômica ou ambiental, novas políticas públicas que afetem o setor ou ainda uma alteração metodológica na elaboração do plano. Outro fator que poderia gerar distinção diz respeito ao fato de que os novos planos elaborados deveriam levar em consideração a potência contratada no ano anterior, ou seja, as usinas vencedoras do leilão passariam a integrar o novo PDE alterando o passado. No entanto, de modo com que o SEB possa se beneficiar de uma visão integrada de longo prazo, é essencial que o planejamento possua um direcionamento central mais uniforme. Isto é, o planejamento deveria indicar com maior grau de determinação a composição futura da matriz elétrica almejada.

Além disso, a tabela 4.6 encontra-se dividida em dois tons de cinza. A mais escura, até 2019, representa o planejamento no período em que a matriz já estaria completamente contratada, como explicitado na seção anterior. A tonalidade mais clara reflete o intervalo para o qual estaria parcialmente contratada. Há ainda a linha intitulada “contratado”, que reflete os resultados previamente observados na tabela 4.5. Isto é, são os valores resultantes dos leilões analisados, cuja comparação com os acréscimos planejados é imprescindível.

Evidentemente, é compreensível que a elaboração de um planejamento com horizonte decenal não é trivial. Logo, espera-se que as previsões para anos mais próximos sejam mais realistas do que aquelas elaboradas com intervalo temporal maior. Nesse sentido, os valores destacados em negrito e sublinhados na tabela 4.6 referem-se àqueles mais recentes para cada ano planejado. Por exemplo, para as não renováveis no ano de 2013, o último valor projetado era o de um acréscimo de 2.629 MW, ou seja, tal valor deveria ser o mais próximo ao efetivamente contratado via leilões. Com isso, propõe-se a comparação entre os valores contratados e aqueles destacados no planejamento.

Observa-se que a expansão planejada para não renováveis tende a ser menor do que para renováveis, o que estaria em conformidade com o resultado dos leilões, conforme apresentado na tabela 4.5. Ademais, analisando os anos que estão no horizonte dos leilões (até 2021), destaca-se que apenas em 2020 para fontes não renováveis houve coincidência entre o planejado e o total contratado.

Salienta-se que na maioria dos casos o total efetivado nos leilões é inferior ao valor apontado como acréscimo pelo PDE. A tabela 4.7 aponta a proporção entre contratado e planejado em termos percentuais. Quanto mais perto de 100%, mais ajustada está. Os valores abaixo de 100% indicam que a capacidade incremental derivada dos leilões foi inferior ao estimado no PDE.

De acordo com os dados apresentados na tabela 4.7, além de 2020, os anos com maior ajuste da ampliação da capacidade de energia em relação ao projetado pelos PDEs foram 2010 (90,0%) e 2011 (91,8%) para não renováveis e 2012 (104,7%) e 2013 (110,0%) para renováveis. Grandes distorções foram observadas em 2009 nas renováveis (4,9%) e em 2015 (0,0%), 2016 (0,0%) e 2018 (7,0%) no grupo das não renováveis. O ano de 2021 apresenta também significativa diferença em ambas as categorias, todavia, é o horizonte mais distante na análise em questão e, por isso, mais suscetível a mudanças que o afetem, como a realização de novos leilões, por exemplo.

Os gráficos 4.4, 4.5 e 4.6 apresentam a proporção entre contratado nos leilões de energia e planejado pelos PDEs para as renováveis, não renováveis e para o valor total (renováveis e não renováveis), respectivamente. A linha pontilhada nos gráficos marca o valor de 100% desta proporção. Quanto mais próxima de 100% se mantiver a linha contínua, maior o ajuste explicado previamente.

Logo, os dados avaliados revelam que o planejamento indicativo do setor e seu principal instrumento de efetivação, os leilões, não apresentam plena correspondência. Desse modo, cabe analisar os motivos para isso.

Tabela 4.6 – Aumento da capacidade instalada planejada pelo PDE de 2008 a 2024 (MW)

PDE		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Renovável	2007-2016	<u>1.773</u>	1.191	3.601	2.550	2.559	5.562	7.246	7.163	4.608								
	2008-2017		<u>3.370</u>	<u>5.796</u>	1.946	688	2.989	2.861	5.717	7.662	6.536							
	2010-2019				<u>3.090</u>	2.855	3.354	2.532	6.225	6.670	4.475	5.547	9.451					
	2011-2020					<u>4.803</u>	4.828	2.419	5.671	6.183	6.989	6.457	3.892	5.359				
	2012-2021						<u>6.173</u>	3.888	5.435	6.063	5.598	5.937	5.021	5.717	8.063			
	2013-2022							<u>4.815</u>	6.718	5.348	5.304	6.795	3.645	4.665	4.995	7.468		
	2014-2023								<u>8.318</u>	6.791	7.749	9.656	3.197	3.694	4.732	4.475	4.475	
	2015-2024									<u>9.486</u>	<u>7.620</u>	<u>7.486</u>	<u>2.205</u>	<u>383</u>	<u>5.994</u>	<u>6.548</u>	<u>7.358</u>	<u>7.957</u>
	Contratado	-	164,3	3.624,8	884,0	5.026,6	6.788,2	2.933,5	15.667,2	2.078,3	4.514,9	6.891,8	1.580,4	638,1	523,3	-	-	-
Não Renovável	2007-2016	<u>683</u>	1.004	602	2.596	2.471	950	1.350	0	500								
	2008-2017		<u>1.763</u>	<u>2.473</u>	2.635	776	5.102	1.350	900	0	0							
	2010-2019				<u>2.831</u>	1.446	4.741	0	1.405	0	0	0	0					
	2011-2020					<u>2.922</u>	4.743	0	0	1.405	0	0	0	0				
	2012-2021						<u>2.629</u>	3.956	0	1.405	0	0	0	0	700			
	2013-2022							<u>850</u>	93	0	0	1.905	200	400	400	0		
	2014-2023								<u>619</u>	0	0	1.405	500	1.500	1.500	1.500	1.500	
	2015-2024									<u>169</u>	<u>10</u>	<u>401</u>	<u>4.221</u>	<u>1.516</u>	<u>1.200</u>	<u>1.200</u>	<u>1.200</u>	<u>1.200</u>
	Contratado	-	598,2	2.225,9	2.599,7	1.479,4	5.102,5	1.029,2	0,0	0,0	0,0	28,0	3.399,0	1.515,6	5,5	-	-	-

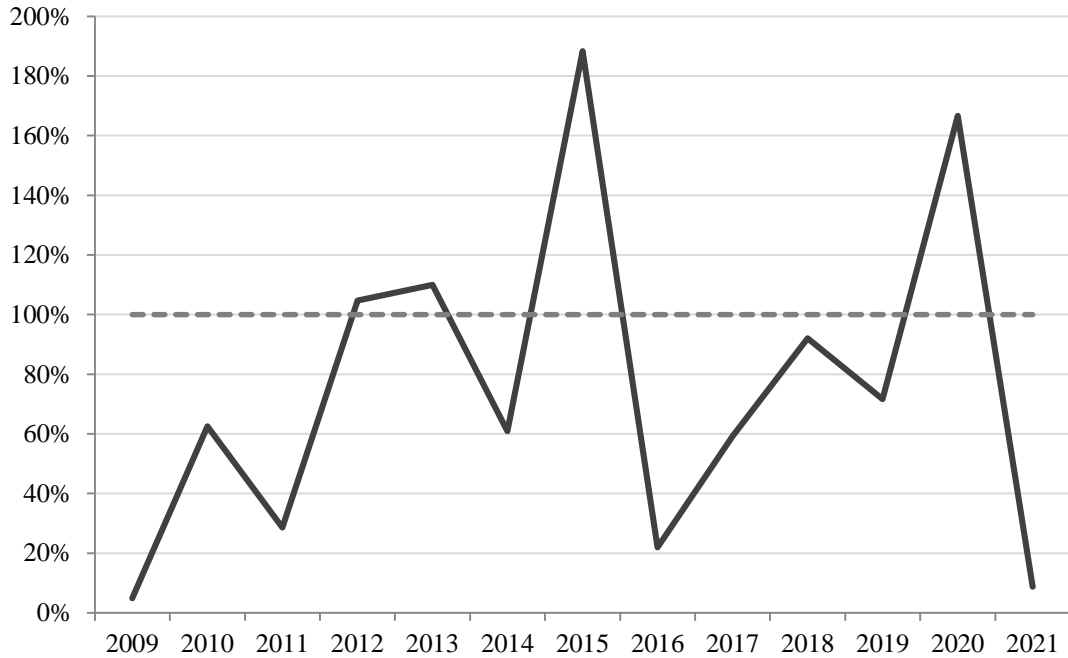
Fonte: Elaboração própria a partir de dados EPE e ANEEL.

Tabela 4.7 – Proporção entre contratado nos leilões de energia e planejado pelos PDEs de 2008 a 2024 (%)

Contratado / Planejado	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Renovável	-	4,9%	62,5%	28,6%	104,7%	110,0%	60,9%	188,4%	21,9%	59,3%	92,1%	71,7%	166,6%	8,7%
Não renovável	-	33,9%	90,0%	91,8%	50,6%	194,1%	121,1%	0,0%	0,0%	0,0%	7,0%	80,5%	100,0%	0,5%
Total	-	14,9%	70,8%	58,8%	84,2%	135,1%	70,0%	175,3%	21,5%	59,2%	87,7%	77,5%	113,4%	7,4%

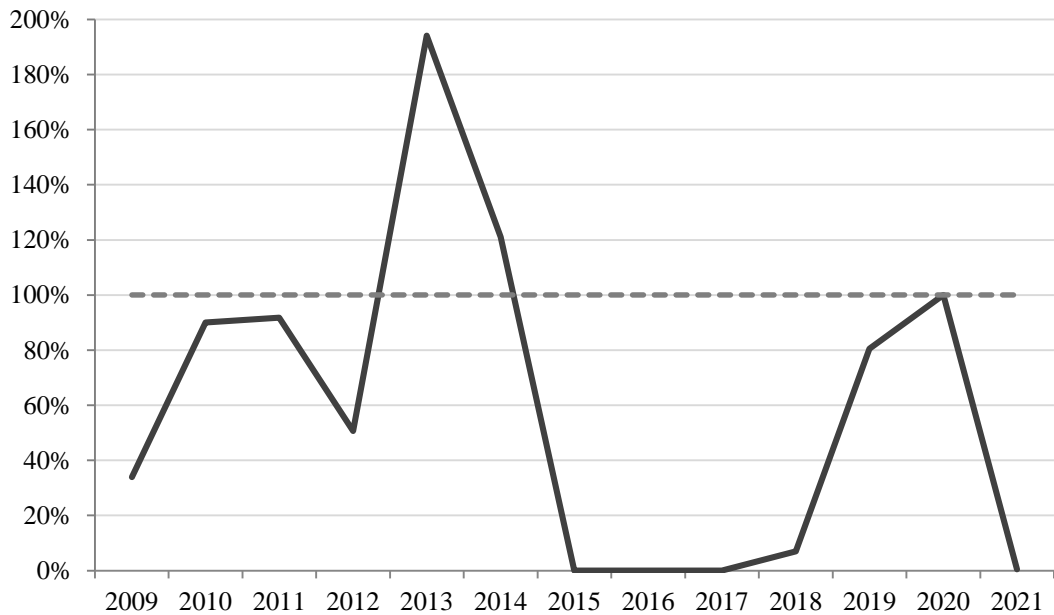
Fonte: Elaboração própria a partir de dados EPE e ANEEL.

Gráfico 4.4 – Proporção entre contratado nos leilões de energia e planejado pelos PDEs para renováveis (%)



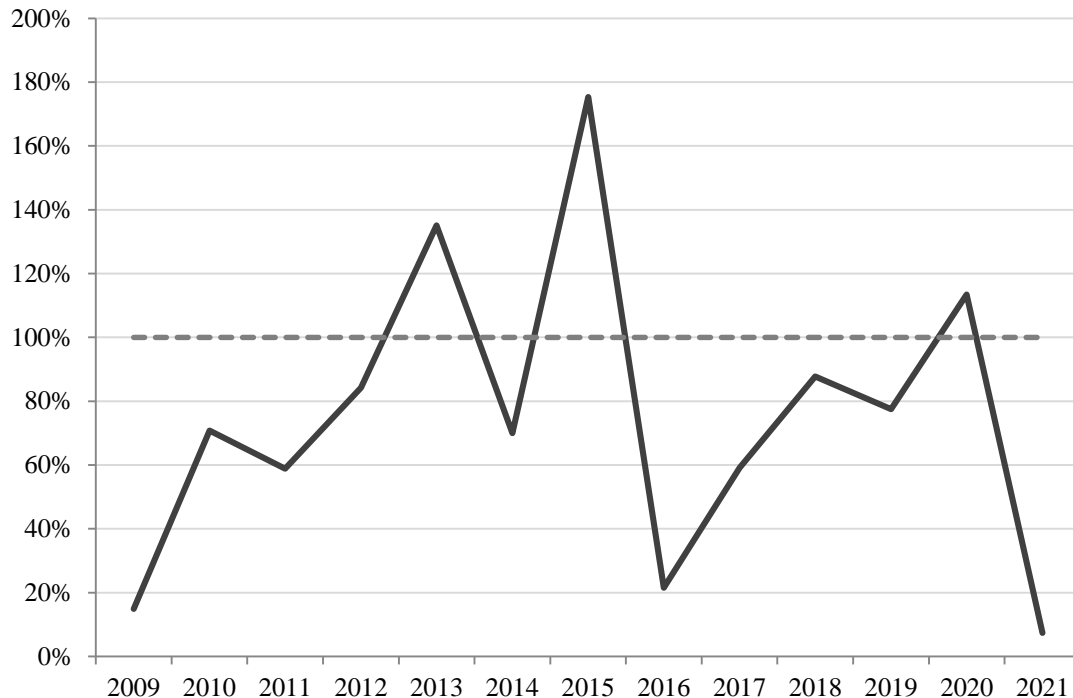
Fonte: Elaboração própria a partir de dados EPE e ANEEL.

Gráfico 4.4 – Proporção entre contratado nos leilões de energia e planejado pelos PDEs para não renováveis (%)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados EPE e ANEEL.

Gráfico 4.6 – Proporção entre contratado nos leilões de energia e planejado pelos PDEs total (%)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados EPE e ANEEL.

4.4. Considerações acerca do resultado dos leilões e o planejamento do setor elétrico brasileiro

O descompasso verificado indica que a expansão da matriz elétrica nacional está ocorrendo com dispersão em relação às metas estabelecidas pelo planejamento. Isto indica que a nova matriz é mais resultante dos leilões do que do planejamento indicado.

Dentre as razões que explicam este descasamento, a principal delas é que o planejamento do SEB é indicativo, e não determinativo, com exceção das grandes usinas hidrelétricas estruturantes, como examinado no capítulo 2. A ausência de uma posição de planejamento determinativo faz com que a evolução da capacidade instalada de energia elétrica no país avance sem estratégias, mas sim em resposta aos leilões. Nestes, a variável central é o preço, subordinando assim a expansão da matriz à modicidade tarifária.

De fato, a maior contratação de renováveis do que de não renováveis está em consonância com as diretrizes nacionais e internacionais, que visam uma maior sustentabilidade no setor e a construção de uma matriz limpa. Contudo, a segurança energética também deve ser um objetivo

basilar do modelo atual do SEB. Para tanto, deve-se contratar fontes que garantam *back-up* em situações naturais adversas e que podem ser enfrentadas pelas fontes renováveis. Ou seja, é necessário haver um equilíbrio estratégico e planejado na contratação das diversas fontes, de modo com que a matriz resultante atenda aos pré-requisitos técnicos de eficiência.

Conquanto, no que tange aos certames, é importante ressaltar que, apesar dos recentes esforços na realização de leilões por fontes de geração pré-determinadas, como é o caso de leilões exclusivos para solar e eólica, a maioria ainda é genérico. Com isso, a contratação se dá em função do menor custo em decorrência do ambiente competitivo. Os leilões possuem preço de referência (um valor máximo permitido, em R\$/MWh), em relação ao qual os lances deverão ser inferiores. Em linhas gerais, o vencedor será aquele que ofertar energia ao menor custo para o consumidor, independentemente das condições do projeto: localização, fonte de combustível, tecnológica empregada, dentre outros.

Exemplificando, cria-se uma hipótese da concorrência entre um projeto eólico a ser instalado em uma região remota do Nordeste e uma usina termelétrica a gás natural mais próxima dos maiores centros de carga. Fica claro que são empreendimentos com características técnicas e operacionais significativamente diferentes e os benefícios à matriz elétrica que ambos podem trazer são díspares. No entanto, dado que a usina eólica possua um preço inferior àquela da térmica, ela será a vencedora, caso o leilão hipotético seja genérico.

A suposição acima deve ser cuidadosamente avaliada. É evidente que as eólicas têm diversas vantagens para o SEB, como o fato de possuírem custo competitivo e não emitirem gases de efeito estufa em sua geração. Porém, as termelétricas trazem diversificação à matriz e também são cruciais para a segurança do sistema, principalmente devido ao fato de que não são dependentes de condições naturais para seu funcionamento. Ou seja, conseguem ser despachadas com maior facilidade em períodos de maior carga, condições hidrológicas negativas ou ainda em momentos sem ventos. É também importante atentar para o fato de que termelétricas também devem ser distinguidas entre si; o seu combustível traz implicações distintas para o sistema elétrico.

Este exemplo pode ainda ser aplicado aos demais combustíveis que concorrem em leilões genéricos. Todas as fontes trazem benefícios e garantem diversificação à matriz elétrica. O ponto que se coloca é que a sua composição pode ser planejada estrategicamente, trazendo benefícios e eficiência técnica que os leilões genéricos, cuja variável central é custo, não trazem.

Ademais, a questão da localização da usina deve ser ressaltada. O seu posicionamento mais próximo ao centro de carga implica em menores custos na rede básica de transmissão, favorecendo a redução do custo geral do sistema. Ressalta-se ainda que as perdas técnicas com grandes linhas de transmissão são maiores do que em distâncias mais curtas, o que não apenas aumenta o custo, como traz maior vulnerabilidade. Além disso, apesar de o SEB ser interligado em nível nacional através do SIN, salienta-se que desequilíbrios regionais no balanço elétrico levam à necessidade de se aumentar o intercâmbio entre os subsistemas, podendo impor maior exigência de expansão da transmissão, ou seja, maiores custos.

Tendo em vista as questões acima destacadas, evidencia-se que o mecanismo de leilão pode ser aprimorado. No que tange à composição da matriz, é imperativo que o planejamento indique com maior clareza as necessidades do SEB e os leilões sejam um instrumento de resposta direto ao mesmo. Ou seja, poderia considerar a indicação de fonte nos leilões, nos quais empreendimentos com maiores similaridades disputariam entre si. No que diz respeito à posição das usinas, é indispensável a utilização de algum vetor locacional mais apurado que valere economicamente a localização em função dos custos de transmissão e operação. Por exemplo, há a possibilidade da execução de leilões regionais que tenham como objetivo contratar capacidade de geração focada em regiões com projeções de déficit estrutural.

Conclui-se que, apesar dos leilões serem um importante e estratégico instrumento que tem permitido responder adequadamente à expansão da capacidade instalada para suprir a necessidade futura das distribuidoras, os mesmos não consideram pontos importantes que podem impactar a segurança energética nacional. As diferentes características das fontes deveriam ser sinalizadas, bem como a instalação geográfica dos projetos.

Em função do custo ser o principal fator na seleção de projetos nos leilões, há a possibilidade de que os empreendimentos mais baratos nestes processos licitatórios não sejam condizentes com o indicado pelo planejamento. A matriz elétrica efetivamente contratada nos certames pode, então, divergir do idealizado no planejamento original.

4.5. Conclusão

Este capítulo apresentou o resultado dos leilões de contratação de nova capacidade de geração ocorridos entre 2005 e 2016 e o planejamento do setor no mesmo período. Como destacado na segunda seção, foram realizados 37 certames nos 11 anos considerados, que adquiriram energia para atender a demanda futura projetada. Nestes, a fonte que mais contribuiu para a expansão

da geração nacional foi a hidrelétrica, seguida de termelétricas. Dentre as termelétricas, a maior contratação referiu-se àquelas movidas a óleo combustível, sendo esse um combustível com custo, em geral, elevado.

Ademais, seguindo a tendência internacional, as usinas eólicas e solares mostraram crescimento significativo nos anos mais recentes, aumentando sua participação na matriz. Somadas, ambas as fontes representaram mais de 25% do total contratado através dos leilões ocorridos entre 2005 e 2016. Conquanto, nota-se que a expansão destas ocorreu de forma majoritariamente concentrada no período referente aos anos de 2011 e 2016, em função da maior viabilidade técnico-econômica das mesmas.

É importante ressaltar ainda que as renováveis corresponderam a quase três quartos da compra total de energia elétrica, na comparação com não renováveis, indicando que a predominância destas usinas no Brasil se manterá no horizonte analisado. Apesar deste fato não ser consequência direta de uma determinação do planejamento, está em conformidade com as tendências no que diz respeito a composição de uma matriz elétrica mais limpa.

Observou-se que o crescimento através de hidrelétricas sofreu queda de cerca de 83% na análise comparativa entre a capacidade instalada agregada entre os anos de 2005 a 2010 e 2011 a 2016. Dentre os fatos responsáveis por tal redução, destaca-se a dificuldade na obtenção de licenciamento ambiental na principal fronteira de expansão atual – a região Amazônica.

Em relação ao planejamento, foram utilizadas as projeções da EPE em oito edições do PDE para calcular os acréscimos previstos, dada a importância estratégica deste estudo no SEB. Verificou-se significativa volatilidade entre os planos, que são publicados anualmente. Uma maior uniformidade no planejamento seria essencial para um direcionamento mais concreto do setor. De posse dos dados do PDE, estes foram comparados com os valores contratados.

Não obstante, apesar dos leilões serem, em tese, o principal instrumento de efetivação do planejamento, observou-se um descasamento entre os dois. Apesar da compra de energia proveniente de fontes renováveis no geral ter sido superior àquela de não renováveis, como era o esperado, constatou-se distorções entre os valores previstos da expansão e os resultantes dos processos licitatórios. Dentre as principais causas, figuram o fato de que os leilões são genéricos e não respondem a um planejamento determinativo.

Constatou-se, com isso, que a matriz elétrica nacional não está sendo previamente determinada. O planejamento está se dando *ex post* ao estabelecimento de quais serão os empreendimentos

realizados no âmbito do SEB. Por fim, deve-se ressaltar a importância de um planejamento efetivo de longo prazo na busca por uma matriz estratégica para o setor. As políticas energéticas devem ser elaboradas em âmbito de estado, não de governos. Somente com base nisso será atingido um setor robusto, com segurança e sustentabilidade no país.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente trabalho buscou traçar um panorama acerca do histórico do setor elétrico, desde seus primórdios até o período vigente. A apresentação dos principais marcos do SEB foi dividida em seis períodos: 1978 a 1930, 1930 a 1945, 1945 a 1964, 1964 a 1985, 1985 a 1992 e 1993 a 2002. Em especial, procurou-se focar na evolução do planejamento ao longo dos anos, evidenciando sua importância estratégica para um setor com as características técnicas e econômicas como o elétrico.

Tal análise demonstrou que houve, de fato, evolução institucional ao longo das décadas, em especial no que tange às questões regulatórias. Em relação ao planejamento, uma rotina foi estabelecida apenas na década de 1960, com a criação do Consórcio Canambra. Após esse período, entre meados da década de 1960 e o começo dos anos 1990, o planejamento esteve sobre responsabilidade da Eletrobrás, que possuía função de elaboração dos principais planos de expansão com visão de longo prazo. Contudo, com a reforma liberalizante ocorrida no intervalo correspondente aos anos de 1993 e 2002, o planejamento passou a ser indicativo e foi deixado sob a lógica dos grupos privados. A decisão pelo investimento em obras de expansão migrou para os agentes de mercado.

No que tange aos momentos mais atuais, a necessidade do planejamento se mostrou de forma clara com a crise de abastecimento que culminou no racionamento de energia elétrica no biênio 2001/2002, resultante, dentre outros fatores de cunho técnico e ambiental, da insuficiência de investimentos em novas usinas para geração de eletricidade. Assim, com a implementação do novo modelo do setor elétrico brasileiro, a partir de 2003, a retomada do planejamento centralizado por parte do Estado foi considerada essencial.

O novo paradigma trouxe ainda a mudança em relação à forma de contratação de energia elétrica para atender à demanda futura projetada, que passou a ocorrer por meio de leilões. De modo a atender à nova configuração do SEB, agentes institucionais foram criados, e os antigos tiveram suas funções ajustadas. Destaca-se a criação da EPE, que ficou incumbida da realização dos principais estudos para subsidiar o processo decisório dos agentes setoriais. Destaca-se também a importância da CCEE, figura vital para o sucesso dos leilões.

Com isso, este estudo apresentou os três principais tipos de leilão, ressaltando as principais características de cada. Demonstrou-se que são os leilões de energia nova os responsáveis centrais pela contratação de novas usinas. Assim, evidencia-se a correlação direta entre os

leilões e o futuro da matriz elétrica brasileira, sendo esse um mecanismo fundamental para sua expansão. O estabelecimento de leilões condiz ainda com o objetivo basilar da modicidade tarifária, uma vez que contratação para o pool de distribuidores pelo governo é realizada em observância do critério de menor tarifa.

No entanto, a questão que se buscou responder foi se tal expansão estaria condizente com o planejamento indicado para o setor através dos PDEs, elaborados anualmente. Em primeiro lugar, foram identificadas grandes variações entre as diversas versões do PDE, mostrando que não há uniformidade entre os estudos, bem como um direcionamento central para o SEB.

Constatou-se ainda que, apesar dos leilões serem eficientes na contratação de eletricidade em quantidade suficiente para o atendimento da demanda projetada, estes não possuem indicações efetivas em respeito às fontes que comporão a matriz. Ademais, no momento atual inexistem sinais locais eficazes na determinação da localização que receberá a nova capacidade de geração, o que pode impactar a necessidade de se expandir os sistemas de transmissão, o que tem impactos diretos no custo. Deve-se destacar, conquanto, que não foram considerados atrasos nas obras das usinas que possam incorrer numa configuração diferente da matriz em relação ao planejamento original.

Dessa maneira, conclui-se que a expansão da capacidade instalada nacional está se dando, de modo geral, com base na modicidade tarifária. Em vista disso, questões como diversificação da matriz, segurança energética ou ainda a geração mais próxima aos centros de carga não estariam sendo consideradas. Este fato ocorre uma vez que os leilões analisados foram majoritariamente genéricos.

Assim, é possível afirmar que os leilões genéricos podem incorrer em obstáculos na busca pela concretização do planejamento indicativo. Conclui-se, com isso, que para a obtenção de uma matriz estratégica de fato, além de se planejar o setor é imprescindível o planejamento dos próprios leilões. Estes devem conter mecanismos de valoração de fontes e sinal locacional, não podendo a matriz estar apenas a mercê apenas da modicidade tarifária.

REFERÊNCIAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Novos Empreendimentos (Implantações e Ampliações) Decorrentes de Leilões de Geração (2005 a 2016). Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas>>. Acesso em 4 de fevereiro de 2017.

BRASIL. Constituição (1988). Constituição da República Federativa do Brasil. Brasília, DF: Senado Federal: Centro Gráfico, 1988. 292 p.

_____. Decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1934 - Decreta o Código de Águas. Rio de Janeiro, 1934.

_____. Decreto nº 3.520, de 21 de junho de 2000 - Dispõe sobre a estrutura e o funcionamento do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE e dá outras providências. Brasília, 2000.

_____. Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957 - Regulamenta os serviços de energia elétrica. Rio de Janeiro, 1957.

_____. Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004 - Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília, 2004.

_____. Decreto-Lei nº 8.031, de 3 de outubro de 1945 - Autoriza a organização da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco. Rio de Janeiro, 1945.

_____. Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004 - Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE e dá outras providências. Brasília, 2004.

_____. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 - Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nos 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. Brasília, 2004.

_____. Lei nº 3.782, de 22 de julho de 1960 - Cria os Ministérios da Indústria e do Comércio e das Minas e Energia, e dá outras providências. Brasília, 1960.

_____. Lei nº 3.890, de 25 de abril de 1961 - Autoriza a União a constituir a empresa Centrais Elétricas Brasileiras S. A. - ELETROBRÁS, e dá outras providências. Brasília, 1961.

_____. Lei nº 5.899, de 5 de julho de 1973 - Dispõe sobre a aquisição dos serviços de eletricidade da ITAIPU e dá outras providências. Brasília, 1973.

_____. Lei nº 8.028, de 12 de abril de 1990 - Dispõe sobre a organização da Presidência da República e dos Ministérios, e dá outras providências. Brasília, 1990.

_____. Lei nº 8.422, de 13 de maio de 1992 - Dispõe sobre a organização dos ministérios e dá outras providências. Brasília, 1992.

_____. Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993 - Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências. Brasília, 1993.

_____. Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 - Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências.. Brasília, 1995.

_____. Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995 - Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. Brasília, 1995.

_____. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996 - Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. Brasília, 1996.

_____. Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998 - Altera dispositivos das Leis no 3.890-A, de 25 de abril de 1961, no 8.666, de 21 de junho de 1993, no 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, no 9.074, de 7 de julho de 1995, no 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências. Brasília, 1998.

_____. Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 - Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. Brasília, 1997.

_____. Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998 - Altera dispositivos das Leis no 3.890-A, de 25 de abril de 1961, no 8.666, de 21 de junho de 1993, no 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, no 9.074, de 7 de julho de 1995, no 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências. Brasília, 1998.

CASTRO, N. J. *et al.* Considerações sobre as Perspectivas da Matriz Elétrica Brasileira. Rio de Janeiro: Texto de Discussão do Setor Elétrico, GESEL, n. 19, 2010.

_____. Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2020: Análise do método, metas e riscos. Rio de Janeiro: Texto de Discussão do Setor Elétrico, GESEL, n. 44, 2012.

_____. O Planejamento e os Leilões para Contratação de Energia do Setor Elétrico Brasileiro. Canal Energia, Rio de Janeiro, 2011.

_____. Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2020: Análise do método, metas e riscos. Rio de Janeiro: Texto de Discussão do Setor Elétrico, GESEL, n. 44, 2012.

_____. Considerações sobre as Perspectivas da Matriz Elétrica Brasileira. Rio de Janeiro: Texto de Discussão do Setor Elétrico, GESEL, n. 19, 2010.

CASTRO, N. J.; BRANDÃO, R. A Seleção de Projetos nos Leilões de Energia Nova e a Questão do Valor da Energia. Rio de Janeiro: Texto de Discussão do Setor Elétrico, GESEL, n 16, 2010.

CASTRO, N. J. Leilão de energia de reserva: razões, funções e perspectivas. Revista Brasil Energia, Rio de Janeiro, n 330, p. 89-90, 2008.

_____. O Setor De Energia Elétrica No Brasil: A Transição Da Propriedade Privada para a Propriedade Pública (1945-1961). 1985. 250 f. Dissertação (Mestrado em Economia Industrial) – Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 1985.

D'ARAUJO, R. P. O Setor Elétrico Brasileiro: Uma Aventura Mercantil. 1ª ed. Brasília: Confea, 2009.

DIAS LEITE, A. A Energia do Brasil. 3ª ed. Rio de Janeiro: Lexikon, 2014.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Expansão de Energia 2016. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pdee/forms/epeestudo.aspx>>. Acesso em 28 de janeiro de 2017.

_____. Plano Decenal de Expansão de Energia 2017. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pdee/forms/epeestudo.aspx>>. Acesso em 28 de janeiro de 2017.

_____. Plano Decenal de Expansão de Energia 2019. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pdee/forms/epeestudo.aspx>>. Acesso em 28 de janeiro de 2017.

_____. Plano Decenal de Expansão de Energia 2020. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pdee/forms/epeestudo.aspx>>. Acesso em 28 de janeiro de 2017.

_____. Plano Decenal de Expansão de Energia 2021. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pdee/forms/epeestudo.aspx>>. Acesso em 28 de janeiro de 2017.

_____. Plano Decenal de Expansão de Energia 2022. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pdee/forms/epeestudo.aspx>>. Acesso em 28 de janeiro de 2017.

_____. Plano Decenal de Expansão de Energia 2023. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pdee/forms/epeestudo.aspx>>. Acesso em 28 de janeiro de 2017.

_____. Plano Decenal de Expansão de Energia 2024. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pdee/forms/epeestudo.aspx>>. Acesso em 11 de março de 2017.

FERREIRA, C. K. L. Privatização do setor elétrico no Brasil. In : PINHEIRO, A. C. & FUKASAKU, K. (orgs.). A privatização no Brasil. O caso dos serviços de utilidade pública. Rio de Janeiro: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, 2000.

FRANCESCUTTI, F. G.; CASTRO, N. J. Algumas considerações sobre as transformações recentes do Setor de Energia Elétrica no Brasil. Encontro dos Economistas da Língua Portuguesa, III. Macau, jun. 1998.

GOLDENBERG, J.; PRADO, L. T. S. Reforma e crise do setor elétrico no período FHC. *Tempo Social*, São Paulo, v. 15, n. 2, p. 219-235, 2003.

GOMES, J. P. P.; VIEIRA, M. M. F. O campo da energia elétrica no Brasil de 1880 a 2002. *Revista de Administração Pública*, Rio de Janeiro, v. 43, n.2, p. 295-321, 2009.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. Leilões no setor elétrico Brasileiro: Análises e Recomendações. White Paper n 7. São Paulo: Instituto Acende Brasil, 2012.

IRENA – International Renewable Agency. Renewable Energy Auctions: Analysing 2016 Executive Summary. Disponível em <http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_REAuctions_summary_2017.pdf>. Acesso em 8 de abril de 2017.

_____. The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025. Disponível em: <http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Power_to_Change_2016.pdf>. Acesso em 8 de abril de 2017.

LORENZO, H. C. O setor elétrico brasileiro: passado e futuro. *Perspectivas*, São Paulo, n. 24-25, p. 147-170, 2002.

LOSEKANN, L. D. Reestruturação do setor elétrico brasileiro: coordenação e concorrência. 2003. 241 f. Tese (Doutorado em Economia) – Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2003.

MALAGUTI, G. A. Regulação do setor elétrico brasileiro: da formação da indústria de energia elétrica aos dias atuais. *Texto para Discussão*, n. 254. Universidade Federal Fluminense, 2009.

MERCEDES, S. S. P.; RICO, J. A. P.; POZZO, L. Y, Uma revisão histórica do planejamento do setor elétrico brasileiro. *Revista USP*, São Paulo, n.104, p. 13-36, 2015.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. Histórico da Operação. Disponível em <<http://www.ons.org.br/pt/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao>>. Acesso em 26 de outubro de 2017.

PINTO JR, H. (org.). *Economia da energia: Fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial*. 1ª ed. Rio de Janeiro: Campus, 2007.

PIRES, J.C. L. Desafios da reestruturação do setor elétrico brasileiro. Rio de Janeiro: Textos para discussão, BNDES, n 76, 2000.

_____. O Processo de Reformas do Setor Elétrico Brasileiro. *Revista do BNDES*, Rio de Janeiro, v.6, n.12, p.137-168, dez. 1999.

PIRES, J.C. L.; GIAMBIAGI, F.; SALES, A. As perspectivas do setor elétrico após o racionamento. Rio de Janeiro: Textos para discussão, BNDES, n 97, 2002.

SAUER, I. L. Um Novo Modelo para o Setor Elétrico Brasileiro. 1ª ed. São Paulo/Campo Grande: Paz e Terra/UFMS, 2002.

SIFFERT, N. F. et al. O papel do BNDES na expansão do setor elétrico nacional e o mecanismo de project finance. Rio de Janeiro: BNDES Setorial, n 29, p. 3-36, 2009.

SOUZA, P. R. C. Evolução da indústria de energia elétrica brasileira sob mudanças no ambiente de negócios: um enfoque institucionalista. 2002. 171 f. Tese (Doutorado em Engenharia) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2002.

TOLMASQUIM, M. T. Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro. 1ª ed. Rio de Janeiro: Synergia, 2011.

_____. Perspectivas e planejamento do setor energético no Brasil. Estudos Avançados, v. 26, n. 74, p. 247-260, 2012.